



ANÁLISIS DE RIESGOS EN PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EN
COLOMBIA

JORGE ANDRÉS JARAMILLO

JUAN DAVID SOLANO

UNIVERSIDAD EAFIT
ESCUELA DE ADMINISTRACIÓN
MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN DE NEGOCIOS –MBA–
MEDELLÍN
2019

ANÁLISIS DE RIESGOS EN PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EN COLOMBIA

Trabajo presentado como requisito parcial para optar al título de
magíster en Administración de Empresas

JORGE ANDRÉS JARAMILLO ¹

JUAN DAVID SOLANO ²

Asesor temático: Santiago Lemos Cano, Ph. D.

Asesora metodológica: Beatriz Amparo Uribe

UNIVERSIDAD EAFIT
ESCUELA DE ADMINISTRACIÓN
MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN DE NEGOCIOS –MBA–
MEDELLÍN
2019

¹ jarabar@gmail.com

² jdsolanogomez@gmail.com

Contenido

1. Introducción	9
2. Metodología.....	11
3. Situación de estudio	12
3.1 Contextos que originan la situación en estudio	12
3.2 Antecedentes de la situación en estudio	14
4. Objetivos.....	16
4.1 Objetivo general	16
4.2 Objetivos específicos	16
5. Marco contextual y legal	17
5.1 Evolución de la situación energética de Colombia	17
5.1.1 Llegó la energía Colombia	17
5.1.2 El auge del consumo eléctrico	18
5.1.3 Colombia se conecta a través de la energía	19
5.1.4 La energía, un bien regulado	20
5.1.5 Las crisis energéticas vividas	21
5.1.6 Nuevo milenio, nuevas expectativas.....	23
5.1.7 Cambio de mentalidad	25
5.2 Casos internacionales, su historia y estructura	25
5.2.1 Chile	25
5.2.2 Alemania.....	33
5.2.3 Honduras	37
5.3 ¿Y cómo está Colombia?	42
5.4 Avance del sistema normativo colombiano	45
6. Marco conceptual	53
6.1 Aproximación conceptual a los términos claves. Riesgos en proyectos	53
6.2 Riesgos en la gestión de proyectos	53
6.2.1 Riesgos financieros	54
6.2.2 Riesgos políticos / legales	54

6.2.3 Riesgos de diseño y construcción	55
6.2.4 Riesgos sociales y ambientales.....	55
6.3 Riesgos de los proyectos energéticos.....	56
6.3.1 Riesgos en la gestión de proyectos energéticos.....	58
6.3.2 Riesgos financieros en los proyectos energéticos	59
6.3.3 Riesgos políticos y legales en los proyectos energéticos	60
6.3.4 Riesgos de diseño y construcción en los proyectos energéticos	60
6.3.5 Riesgos sociales y ambientales en los proyectos energéticos	61
7. Conclusiones	64
8. Referencias	68
9. Bibliografía.....	68
10. Referencias bibliográficas de las leyes, decretos y resoluciones	79

Índice de figuras

Figura 1. Generación de energía a nivel mundial (2016).....	13
Figura 2. Crecimiento mundial del uso de energía por tipo de generación (2016)	13
Figura 3. Colombia. Generación de energía eléctrica (GEE).....	14
Figura 4. Chile. Consumo de energía fósil en Chile (1899-1955)	26
Figura 5. Chile. Histórico de la generación eléctrica SIC (sistema interconectado central) y SING (sistema interconectado del Norte grande) (1996-2010) [GW/h].....	27
Figura 6. Chile. Desarrollo en fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC) por tipo de energía (2006-2014)	29
Figura 7. Chile. Desarrollo en fuentes energías renovables no convencionales (ERNC) (2006-2014)	29
Figura 8. Chile. Capacidad instalada de energías renovables no convencionales (ERNC) (2017)	31
Figura 9. Alemania. Capacidad instalada de las fuentes de energía renovables y convencionales (2006)	37
Figura 10. Honduras. Oferta de energía primaria (2009).....	39
Figura 11. Honduras. Producción de energía [GW/h] (2012-2015)	40
Figura 12. Honduras. Generación de electricidad según tipo de fuente (2017-2018)....	42
Figura 13. Colombia. Capacidad efectiva instalada.....	42
Figura 14. Colombia. Proyectos de fuentes renovables no convencionales (FRNC) registrados en la UPME (a febrero de 2019)	44
Figura 15. Colombia. Algunos proyectos prosumidores	45
Figura 16. Colombia. Evolución normativa	47
Figura 17. Colombia. Regulación técnica y ambiental.....	49
Figura 18. Colombia. Oferta hidroeléctrica	57

Índice de tablas

Tabla 1. Chile. Cantidad de proyectos de biomasa	32
Tabla 2. Chile. Capacidad hidroeléctrica instalada.....	32
Tabla 3. Alemania. Leyes para fomentar el uso de las energías renovables convencionales y no convencionales (ERNC) (1985-2005)	34
Tabla 4. Emisiones de CO ₂ . Uso de energías renovables y no renovables.....	36
Tabla 5. Honduras. Insumos utilizados para la producción de energía eléctrica (1999- 2002)	38
Tabla 6. Honduras. Capacidad instalada de producción de energía a partir de fuentes renovables no convencionales (2016)	40

Resumen

Los medios de comunicación presentan diariamente alertas por el deterioro que se le está causando al medioambiente y los efectos catastróficos que se generan. Esta situación ha impulsado a un segmento de la sociedad, a empresas y a unos pocos Gobiernos a desarrollar tecnologías para generar energía por medios que tengan un menor impacto en el medioambiente.

Colombia ha sufrido duros cambios climáticos; 1991 y 2016 fueron los años de las peores sequías de su historia, que aunque trajeron la amenaza de una crisis energética, también impulsaron los medios para el uso de energías renovables no convencionales. Estos acontecimientos motivaron al desarrollo de esta investigación para conocer cómo ha evolucionado la generación nacional de energía eléctrica desde sus inicios y qué avances se han logrado. Las energías renovables no convencionales son una tendencia mundial, y ya muchos países han puesto límites de tiempo para generar energía a partir de estas nuevas tecnologías; para el caso de Colombia, sin embargo, no es oportuno dejarse llevar simplemente por las corrientes mundiales: se debe analizar si la migración de todo el sistema energético a ellas es lo correcto.

Esta investigación analiza cuáles son los riesgos que se asumen a la hora de adelantar proyectos energéticos convencionales frente a proyectos de energías renovables no convencionales, y deja abierta la pregunta de cuán necesario sería un cambio tan drástico en el sistema de generación de energía eléctrica del país. Sus hallazgos son el punto de partida para que las empresas generadoras de energía consideren si es necesario y viable adelantar proyectos de energías renovables no convencionales que puedan generar mayor confianza entre los consumidores.

Palabras claves: energías renovables no convencionales, proyectos de energía, riesgos, sector energético, sistema eléctrico colombiano, generación hidráulica.

Abstract

The media present daily alerts for the deterioration that is being caused to the environment and the catastrophic effects that are generated. This situation has prompted a segment of society, companies and a few Governments to develop technologies to generate energy by means that have less impact on the environment.

Colombia has suffered harsh climate changes; 1991 and 2016 were the years of the worst droughts in its history, which, although brought the threat of an energy crisis, also boosted the means for the use of non-conventional renewable energies. These events motivated the development of this research to know how the national generation of electric power has evolved since its inception and what progress has been made. Non-conventional renewable energies are a global trend, and many countries have already set time limits to generate energy from these new technologies. In the case of Colombia, however, it is not opportune to be carried away simply by world currents: one must analyze if the migration of the entire energy system to them is the right thing to do.

This research analyzes the risks that are assumed when advancing conventional energy projects against non-conventional renewable energy projects, and leaves open the question of how necessary it would be such a drastic change in the country's electric power generation system. Its findings are the starting point for energy generating companies to consider if it is necessary and viable to carry out unconventional renewable energy projects that can generate greater confidence among consumers.

Keywords: non-conventional renewable energies, energy projects, risks, energy sector, Colombian electric system, hydraulic generation.

1. Introducción

Desde finales del siglo XIX, la energía eléctrica (en adelante EE) ha tenido un papel fundamental dentro del desarrollo de la sociedad, ya que con ella se han logrado satisfacer muchas de las necesidades de la industria y el hogar. Actualmente, las principales formas para generar esta energía son las plantas térmicas, las hidráulicas y las nucleares, cada una con sus ventajas y desventajas. Por ello, los nuevos desarrollos han incursionado en la obtención de una energía responsable y sostenible con el medioambiente a través del uso de recursos renovables como el viento, el sol, las mareas, la biomasa y los sistemas geotérmicos.

Los estudios realizados en Colombia en las últimas décadas evidencian que el consumo de EE cada vez es más alto y que su obtención se ha volcado en mayor medida en la construcción y el desarrollo de centrales hidroeléctricas que generan impactos negativos en el medioambiente y tienen un alto costo de capital. Por tanto, para alcanzar un nivel alto de competitividad a nivel global y lograr satisfacer las necesidades de sus habitantes, Colombia debe invertir y desarrollar proyectos energéticos responsables y sostenibles medioambientalmente a través de los recursos renovables mencionados.

Este trabajo describe la evolución del sistema energético colombiano que, en sus inicios, antes de ser declarado como servicio público, se desarrolló únicamente con inversiones del sector privado, pero que ahora ha alcanzado la interconexión de buena parte del país y ofrece, a través del Estado y de instituciones privadas, incentivos para la producción de energía renovable no convencional (en adelante ERNC). Además, analiza tres países casos de éxito por sus avances en materia energética obtenidos a través de métodos renovables no convencionales: Alemania, Chile y Honduras.

Seguidamente, hace un recuento del estado de la producción de ERNC en Colombia y realiza un análisis jurídico de la normatividad que apoya e incentiva estos métodos de generación de energía eléctrica (en adelante GEE).

Más adelante identifica los riesgos de implementación de proyectos de energía hidráulica y de ERNC, y hace el cuestionamiento acerca de si el país debe migrar todo su sistema de generación de electricidad. Para ello, el trabajo realiza una revisión de la

literatura, en bases de datos especializadas, de los estudios llevados a cabo por organismos nacionales y multilaterales sobre la producción de ERNC. Finalmente, presenta las conclusiones.

2. Metodología

La metodología utilizada en este trabajo es de la modalidad de revisión documental a través de la consulta de informes de entidades multilaterales expertas en energía para conocer la composición del mapa energético mundial y la evolución del sector de las ERNC.

A partir de estos informes se realizó una búsqueda en bases de datos especializadas en ciencia, tecnología, infraestructura y asuntos legales, utilizando palabras claves; posteriormente, la consulta se amplió hacia la búsqueda de aspectos históricos, comparativos, temáticos y sectoriales que permitieran trazar el objetivo general y los objetivos específicos del trabajo.

3. Situación de estudio

3.1 Contextos que originan la situación en estudio

Actualmente, las principales formas para generar EE son las plantas térmicas, las hidráulicas y las nucleares, cada una con sus ventajas y desventajas.

La generación de EE en las centrales térmicas se produce a partir de la energía liberada en forma de calor, normalmente mediante la combustión de combustibles fósiles como el petróleo, el gas natural o el carbón; el calor producido es empleado por un ciclo termodinámico convencional para mover una turbina acoplada a un alternador. Teniendo en cuenta la relación precio-megavatio, las térmicas son las centrales más baratas de construir; sin embargo, también son las más contaminantes, porque generan gases de efecto invernadero, lluvia ácida y partículas volantes –en el caso del carbón– que suben a la atmósfera y pueden contener metales pesados (Iberdrola, 2018).

La generación de EE en las centrales de energía hidráulica se produce a partir de una turbina que convierte la energía cinética del agua en energía mecánica y la transforma a través de un generador. De las tres formas, esta es la menos contaminante; además, es una energía renovable de alto rendimiento energético, que permite regular los caudales de los ríos para evitar crecientes o inundaciones y almacena el agua para brindar actividades recreativas o abastecer sistemas de riego. Sin embargo, su construcción genera inconvenientes ambientales como la inundación de grandes extensiones de terreno, lo que implica una destrucción de ecosistemas terrestres y acuáticos tanto en el embalse como río abajo (Argentina, Secretaría de Energía, 2012).

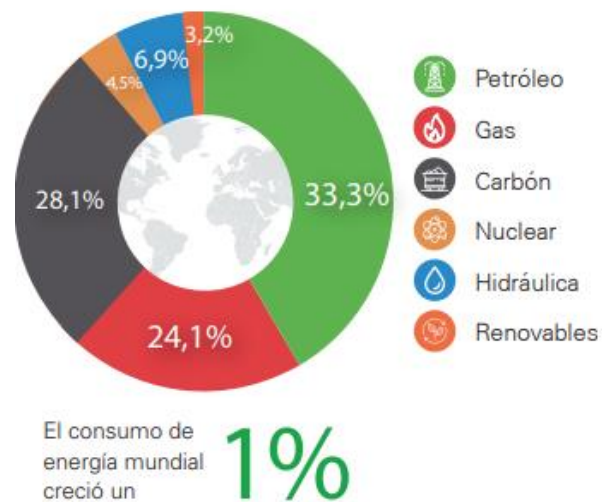
Al igual que las térmicas, las centrales nucleares utilizan el calor para la GEE, solo que emplean fisión o fusión nuclear. Una de sus principales ventajas es que, con poco combustible –el uranio, entre otros– se pueden generar mayores cantidades de energía; además, no emiten gases de efecto invernadero. Sin embargo, los materiales radioactivos usados son muy contaminantes y extremadamente nocivos para la salud, su manipulación requiere de procesos muy peligrosos y costosos, y presentan altos riesgos

de desastres nucleares –recuérdese Chernóbil (1986) y Fukushima (2011)– (Empresa Nacional de Electricidad Sociedad Anónima, Endesa, s. f.).

En las últimas décadas se han realizado importantes investigaciones e inversiones en la búsqueda de ERNC que no produzcan emisiones de CO₂, ni residuos radioactivos, ni afectaciones al ecosistema. Algunas de ellas son la eólica, la solar, la mareomotriz, la de biomasa y la geotérmica.

La generación de energía a nivel mundial en 2016 y su crecimiento por tipo de generación se muestra en las Figuras 1 y 2.

Figura 1. Generación de energía a nivel mundial (2016)



Fuente: BP plb (2017).

Figura 2. Crecimiento mundial del uso de energía por tipo de generación (2016)

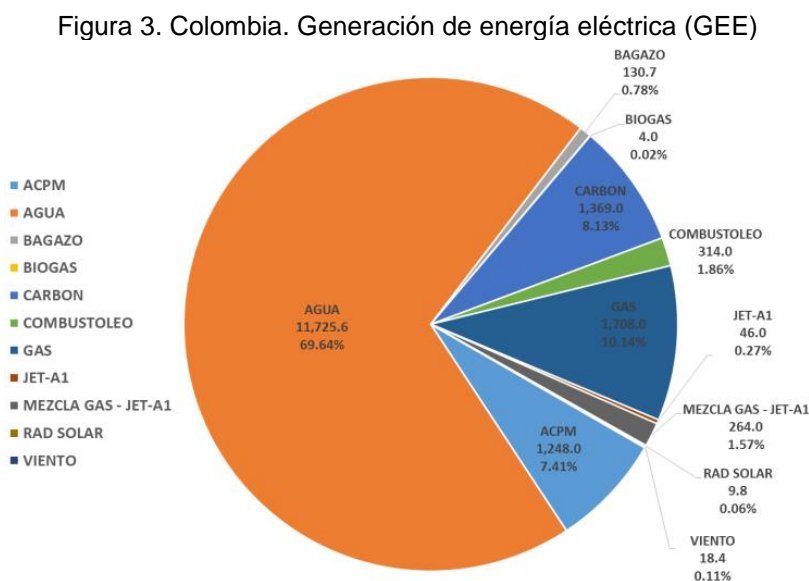


Fuente: BP plb (2017).

Aunque es claro que la generación de EE con fuentes de ERNC ha crecido a una tasa mayor que su demanda (BP plb, 2017), esto no es suficiente: es necesario que las fuentes de generación contaminantes se eliminen lo más pronto posible, teniendo en cuenta el cambio climático del planeta.

3.2 Antecedentes de la situación en estudio

En Colombia, la distribución de la generación de EE es muy diferente a la que se presenta a nivel mundial [Figura 3]. Al contar con unas condiciones climáticas, geográficas y topológicas particulares, la GEE del país se ha volcado hacia las plantas de generación hidráulica (Colombia, Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, 2017).



Fuente: Colombia, Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero Energética, UPME (2017).

Según proyecciones de la Unidad de Planeación Minero Energética (en adelante UPME), el consumo de energía del sector empresarial y doméstico en Colombia deberá crecer a una tasa aproximada del 3 % anual en los próximos 15 años (Colombia, Ministerio de Minas y Energía, UPME, 2016), lo que implica que la capacidad de generación deberá seguir aumentando y estar a la par de las tendencias que se vienen presentando a nivel

mundial con respecto a las ERNC. Es evidente que por la poca experiencia que tiene el país muy en estos asuntos, su incursión implica conocer las características que deben ser tenidas en cuenta para su implementación: normas, cultura, rechazo al cambio tecnológico por parte de la sociedad e incertidumbre en la inversión (Corporación Ruta N, 2016).

4. Objetivos

4.1 Objetivo general

Analizar los riesgos de los proyectos de generación de energía hídrica y los beneficios de los proyectos de generación de energía renovable no convencional (ERNC).

4.2 Objetivos específicos

Describir la evolución del sector energético en Colombia.

Analizar los avances en la implementación de energías renovables no convencionales (ERNC) en Alemania, Chile y Honduras.

Identificar la actualidad colombiana en el desarrollo de proyectos de energías renovables no convencionales (ERNC).

Evidenciar los riesgos de los proyectos de generación de energía hídrica.

5. Marco contextual y legal

5.1 Evolución de la situación energética de Colombia

5.1.1 Llegó la energía Colombia

La historia del sector energético en Colombia ha sido de gran importancia para el desarrollo del país por ser este un sector estratégico que ha generado cambios en la organización y la función del Estado para la prestación del servicio de energía.

Las primeras inversiones para la generación, distribución y comercialización de la electricidad fueron privadas y, en pocos casos, mixtas, y buscaban obtener concesiones de los municipios para la prestación del servicio, principalmente en el alumbrado público. La primera prestadora de servicios fue la Bogotá Electric Light Co., creada en 1889 con capital privado colombiano; le siguió la Compañía Eléctrica de Bucaramanga en 1891, que construyó la primera planta hidroeléctrica del país sobre el río Suratá: la planta Chitotá; a esta le siguió en 1895 la antecesora de EPM, la Compañía Antioqueña de Instalaciones Eléctricas, con capital público del departamento de Antioquia y el municipio de Medellín en igual proporción y una pequeña parte de empresarios privados; en 1910 surgió la Cali Electric Light & Power Co., otra sociedad de inversión privada, que construyó una planta hidroeléctrica sobre el río Cali; en 1909, la Compañía Colombiana de Electricidad, con capital extranjero, comenzó a presar el servicio en ciudades de la costa atlántica; y, finalmente, la Compañía Nacional de Electricidad en 1929. Todas ellas se arriesgaron a invertir en un sector desconocido hasta ese momento en Colombia (Romero Mestre, 2006).

Para 1930, el país contaba con 45 MW de potencia instalada para siete millones de habitantes (Vélez Álvarez, 2011).

En el transcurso de la primera mitad siglo xx se mantuvo una alta inversión de capital privado, pero por sus mediocres niveles de calidad y las presiones políticas, muchas de las prestadoras del servicio eléctrico pasaron a manos del Estado.

5.1.2 El auge del consumo eléctrico

En la década de 1930, el uso de la EE tuvo un notable incremento no solo en el sector industrial y comercial, sino principalmente en el residencial. En consecuencia, se expidieron la Ley 109 de 1936, el Decreto 1606 de 1937 y otras disposiciones³ que concedieron la intervención del Estado en la prestación del servicio de EE al regular las tarifas a su consentimiento, pero sin entrar a interferir en la autonomía de las empresas y regiones en la fijación de las políticas tarifarias. En todo caso, el logro más importante fue el de declarar el servicio de EE como un servicio público fundamental y aclarar que el bien de la población estaba por encima del de las empresas prestadoras, y que, en casos de abuso, el Estado podía tomar control sobre ellas (Vélez Álvarez, 2011).

En 1946, mediante la Ley 80 se creó Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (Electraguas), que tenía dentro de sus funciones realizar estudios sobre el servicio de la EE en el país, cuáles zonas eran adecuadas para su prestación, y plantear, desarrollar y financiar los proyectos que se venían ejecutando desde 1940 por el Fondo de Fomento Municipal.

En agosto de 1949, Electraguas emitió el *Informe General sobre Electrificación e Irrigación del País*, que fue analizado en 1950 por el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento en su *Informe de una Misión*. Gracias a esto, en 1954 se creó el primer plan nacional de electrificación, uno de cuyos objetivos era interconectar el sector eléctrico colombiano. El plan fue llevado a cabo por el consorcio franco-norteamericano Electricité de France-Gibbs & Hill, contratado por el Estado y bajo la supervisión de Electraguas. La reforma constitucional de ese mismo año permitió la entrada de establecimientos públicos con personería jurídica, lo que facultó a las empresas prestadoras del servicio de EE a tener autonomía financiera y presupuestal; este hecho abrió el camino para la contratación de créditos con la banca internacional – algunos de ellos avalados por el Estado –, que ayudaron a mejorar el desarrollo del sector energético del país (Álvarez Sierra y Tamayo Plata, 2006).

Una de las conclusiones del *Informe de una Misión* se basó en el crecimiento de la población del país en las zonas urbanas. En 1950, posterior a la Segunda Guerra

³ Por tratarse de fuentes secundarias, las leyes, decretos y resoluciones no llevan citación en el cuerpo del texto; sus datos bibliográficos se muestran en el Capítulo 10 de este trabajo.

Mundial, Colombia tenía 11.2 millones de habitantes, de los cuales el 34 % estaban ubicados en este sector; además, el informe identificó que a pesar de su gran reserva hidráulica, el país tenía un incipiente desarrollo de sus recursos hidroeléctricos y que la capacidad generadora para abastecer un nivel mínimo de consumo residencial y generar un rápido desarrollo económico era muy poca. Para esa época, la generación eléctrica en las plantas de servicio público solo alcanzaba una potencia de 208.5. MW en 447 instalaciones que, en su gran mayoría, eran pequeñas plantas municipales; solo 12 concentraban el 73 % de la potencia instalada en que concurría el 27 % de la capacidad térmica ubicada en Barranquilla; y la potencia hidráulica tenía sus aprovechamientos principalmente en Medellín, en las centrales Guadalupe I y Riogrande; y en Bogotá, en la central Salto Nuevo sobre el río Bogotá. Para estas dos centrales, la financiación se logró con la ayuda de créditos bancarios internacionales; y para la térmica de Barranquilla, con la Compañía Colombiana de Electricidad (Romero Mestre, 2006).

La causa principal de este retraso fue la poca inversión, que se limitó prácticamente al mantenimiento y mejoramiento de las pequeñas plantas existentes, cuando lo que se necesitaba en realidad era la construcción de grandes plantas que produjeran energía a menor costo, pero que demandaban altas sumas de capital. Por otro lado, la extensión del servicio de energía a las regiones más alejadas del territorio evidenció la inadecuada administración de los recursos en los municipios y la falta de supervisión de los entes reguladores.

5.1.3 Colombia se conecta a través de la energía

Los estudios para hacer realidad la interconexión del sistema eléctrico en la zona central del país fueron promovidos por las empresas electrificadoras de Bogotá y Medellín, la Corporación Autónoma Regional del Cauca (CVC) y Electraguas, para construir una red de 480 kilómetros con un esquema de subestaciones terminales y unas redes intermedias que conectaban el sistema Bogotá-Manizales y que derivaban dos ramales: Medellín y Yumbo.

Aunque este proyecto contó con el aval y el respaldo del Banco Mundial, los intereses de las administraciones regionales imposibilitaron su ejecución, y solo se hizo realidad a finales de 1966; fue en ese momento cuando se alcanzó un consenso para la

integración de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, EPM, la CVC y Electraguas, y se firmó el convenio para la integración y el ensanche de la capacidad del sector eléctrico. De ahí surgió la sociedad Interconexión Eléctrica (ISA), con la doble finalidad de realizar la red principal y las centrales de ámbito nacional a través de la cooperación de sus cuatro accionistas. El acuerdo inicial establecía que los proyectos que superaran los 100 MW de generación deberían ser desarrollados por ISA, algo que en lo que ni Bogotá ni Medellín estuvieron muy de acuerdo; finalmente, en el Acuerdo de Cali de 1979, asistido por el Banco Mundial, el panorama se aclaró y comenzó el desarrollo de los grandes proyectos (Vélez Álvarez, 2011).

Para 1970, la GEE ascendió a 1,880 MW, un incremento del 105 % frente a la potencia instalada en todo el período precedente, con un crecimiento consolidado del 7 % anual repartido así: Bogotá 29 %; Medellín, 37 %; CVC, 12 %; y Electraguas, 22 %.

5.1.4 La energía, un bien regulado

Al comienzo de la década 1970 se pudieron culminar dos importantes iniciativas: la red de interconexión de la zona central del país y el inicio del plan de integración de la costa atlántica y su sistema de transmisión.

Además, a través del Decreto 636 de 1974 se reestructuró el Ministerio de Minas y Petróleos para transformarlo en el Ministerio de Minas y Energía, al que se le asignaron las siguientes funciones:

Proponer y adelantar la política nacional sobre las actividades relacionadas con el servicio de electricidad; intervenir en la generación, transmisión, interconexión y distribución; orientar, coordinar y evaluar los planes sobre electricidad de alcance nacional, regional, local e internacional; y actuar en todas las actividades técnicas, industriales y comerciales; y así poder lograr que la administración, planeación y vigilancia del sector energético estuviese en cabeza de un solo actor (Álvarez Sierra y Tamayo Plata, 2006).

Como consecuencia de la congelación de las tarifas de energía por cuatro años decretada por el Gobierno de turno, la situación financiera de las empresas de este sector se vio altamente deteriorada y la financiación para la inversión en nuevos proyectos energéticos estuvo en serias dificultades. Para superar esta coyuntura, en 1976 surgió la idea de

crear un fondo eléctrico nacional, que finalmente se instauró en 1980 con recursos provenientes de la captación del ahorro y de crédito externo. El 60 % de la expansión entre 1970 y 1980 se hizo con recursos de la banca multilateral, entre ellos el Banco Mundial y el BID; sin embargo, exigían el aval del Estado, lo que causó que el 40 % del endeudamiento externo correspondiera al sector eléctrico y se convirtiera en el principal problema macroeconómico del país (Romero Mestre, 2006).

El Plan de Integración Nacional 1979-1982 estableció que la capacidad de GEE aumentaría en 154 % en los siguientes ocho años, un crecimiento del 13 % anual que se iba a ver reflejado en un mayor cubrimiento del servicio eléctrico residencial y un crecimiento industrial del 7.5 % del PIB. Este plan, que aprovechó la coyuntura económica mundial positiva que precedió la crisis de 1982, permitió que la consecución de recursos del exterior y la ejecución de los proyectos nuevos fueran más ágiles e inmediatas.

Según Aponte Gutiérrez y Andrade Mahecha (2013), en el período 1971-1980, la demanda de energía en el país aumentó en razón al crecimiento de la población, la economía, la ampliación en la cobertura del servicio y los cambios tecnológicos.

5.1.5 Las crisis energéticas vividas

La constituyente de 1991 presentó tantas propuestas para reformar íntegramente el sector energético, que la Constitución le dedica un capítulo completo, ordenando su desarrollo legislativo. Unos de sus principales aportes fue el de establecer la obligación del Estado para proveer los servicios públicos domiciliarios y crear la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios como una entidad de control y vigilancia.

Debido al racionamiento de EE ocurrido entre el 2 de marzo de 1992 y el 1 de abril de 1993, el Gobierno identificó la necesidad de crear la Comisión de Regulación Energética (CREG) y la UPME. La primera se encarga de la regulación del sector de la energía, con independencia y autonomía; la segunda tiene como funciones suministrar información de la evolución de la oferta y la demanda y los planes de expansión del Sistema Interconectado Nacional (en adelante SIN). Durante este período, el Gobierno tomó algunas decisiones para superar la crisis: i) cortes de EE de entre 9 y 18 horas diarias en las ciudades principales; ii) expedición de los Decretos 680 y 700 de 1992 para agilizar la contratación y la solicitud de créditos necesarios para la construcción o

mejoramiento de proyectos de generación y transmisión de energía; iii) reducción de los impuestos para la importación y adquisición de los equipos necesarios para la generación de EE; iv) suscripción de contratos PPA –convenios de compra de energía a 15-20 años– a un precio fijo pactado para lograr la vinculación de capital privado en la ejecución de proyectos de generación térmica; y v) establecimiento de los mecanismos necesarios para adquirir los excedentes de EE producida por empresas que realizaban las actividades de autogeneración y cogeneración (Aponte Gutiérrez y Andrade Mahecha, 2013).

Por su parte, la Ley 142 –de servicios públicos– y la Ley 143 –eléctrica– desarrollaron un marco normativo que permitió a las empresas estatales competir en igualdad de condiciones con las del sector privado, aunque en ningún momento el Estado buscó la privatización, como sí se había hecho en Inglaterra, Chile, Brasil o Argentina. Posteriormente se creó la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, con el propósito de vigilar, fiscalizar y controlar las empresas prestadoras de servicios públicos (Bello Rodríguez y Beltrán Ahumada, 2013).

1995 fue un año muy importante para el sector energético colombiano, pues se puso en funcionamiento el Mercado de Energía Mayorista, mediante la Bolsa de Energía, en el que los generadores y comercializadores intercambian ofertas y demandas de energía para que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) ejecute los contratos resultantes en la bolsa, liquide, recaude y distribuya los valores monetarios correspondientes a las partes y a los transportadores según lo regulado en la Resolución 024 de 1995 expedida por la CREG. La Bolsa de Energía, que es operada y administrada por el Centro Nacional de Despacho (CND) y reglamentada por la CREG y la Superintendencia de Servicios Públicos (SSP), está encargada de fiscalizar el desempeño de los agentes y penalizar las violaciones a las reglas; este sistema para negociar la compra y la venta de energía es muy importante, porque hace posible la libre competencia de la oferta y la demanda entre los generadores y los comercializadores.

Cabe anotar que, durante su existencia, el Mercado de Energía Mayorista evolucionó a la par del crecimiento económico del país; así lo muestran sus cifras frente a las del PIB: entre 1998 y 1999 se presentó un incremento en la demanda del 0.2 % y,

posteriormente, una disminución del -4.9% , mientras que el PIB creció el 0.6% y luego cayó a -4.2% (Aponte Gutiérrez y Andrade Mahecha, 2013).

Entre 1997 y 1998 se presentó nuevamente el fenómeno de El Niño, y aunque esta vez no hubo que acudir a los racionamientos de 1992, el Gobierno tomó acciones para incrementar la capacidad de generación de EE en las plantas térmicas y conseguir mejor comunicación y coordinación entre los generadores y los clientes.

5.1.6 Nuevo milenio, nuevas expectativas

En 2002, la Comunidad Andina de Naciones (CAN) aprobó la interconexión subregional de los sistemas eléctricos y el intercambio de electricidad entre Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela, con el propósito de tener un manejo adecuado de los recursos energéticos y una mayor estabilidad en el suministro de energía, logrando así beneficios económicos, sociales y ambientales para la región. La interconexión se puso en marcha en 2003 solo entre Colombia y Ecuador, a través de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto plazo (TIE). Este acuerdo ha favorecido económicamente a Colombia, al ser el principal exportador de las dos partes (Álvarez Sierra y Tamayo Plata, 2006).

La sociedad XM Compañía de Expertos en Mercados S. A., E. S. P. fue creada por la Ley 142 de 1994 y el Decreto 848 de 2005, con la participación accionaria inicial de ISA y su fondo de empleados, la BVC, la CIDET y la FEN. La siguiente es una de sus funciones:

Prestar los servicios de planeación y coordinación de la operación de los recursos del SIN en la administración del sistema de intercambios y comercialización de energía eléctrica en el mercado mayorista, y en la liquidación y administración de los cargos por uso de las redes del SIN (XM S. A., E. S. P., 2013).

Luego de diez años de utilización del esquema de Cargo por capacidad, la CREG diseñó un nuevo mecanismo: el Cargo por confiabilidad. Con este nuevo esquema, que conserva los elementos esenciales del sistema anterior, pero incluye las Obligaciones de Energía Firme (OEF), los generadores se comprometen a generar energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento, garantizando así su suministro a largo plazo;

además, es beneficioso para ellos, toda vez que se les garantiza una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado.

En 2006 se amplió la vigencia del Programa de Normalización de Barrios Subnormales (PRONE) a través de la Ley 1117; este programa estaba incluido el Plan Nacional de Desarrollo que había sido aprobado en la Ley 812 de 2003 (Colombia, Ministerio de Minas y Energía, UPME, 2013).

El 26 de abril de 2007 se presentó un evento de tensión que causó un apagón en todo el sistema eléctrico nacional durante cerca de cuatro horas y media; a pesar de la gravedad del suceso, se logró el restablecimiento total del servicio sin mayores afectaciones. Ese mismo año entró en operación el mercado de energía secundario, que sirve como respaldo para los generadores, ya que con él pueden cubrir el riesgo de no disponer de la energía firme asignada. Uno de los logros de este año fue la entrada en operación del tercer corredor eléctrico, de aproximadamente mil kilómetros, que une la costa atlántica con el interior del país. Por su parte, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Ley 388, en la que

[...] se establecen las políticas y directrices relacionadas con el aseguramiento de la cobertura del servicio de electricidad que debe seguir la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, al fijar la metodología de remuneración a través de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local de energía eléctrica en el SIN.

En 2008 se llevó a cabo uno de los eventos más importantes en el sector eléctrico colombiano: la primera subasta de energía firme, con la que se garantizó el suministro en hasta 2013. La subasta incluyó proyectos de generación de energía hídrica y térmica con combustibles líquidos, gas y carbón.

2010 fue un año muy afectado por el cambio climático, comenzando por El Niño, que se inició en el segundo semestre de 2009, finalizó en el primer semestre de 2010 y causó una reducción importante en los aportes hídricos a los embalses; por su parte, La Niña, en el segundo semestre de 2010, se tradujo en altos aportes hídricos al SIN. Colombia soportó sin problema estos fenómenos naturales gracias a las medidas adoptadas por el Ministerio de Minas y Energía, XM, la CREG, el Consejo Nacional de Operación y otros agentes, aunque no sucedió lo mismo con sus vecinos.

5.1.7 Cambio de mentalidad

Mediante la promoción de exenciones en materias tributarias, arancelarias, contables y de participación en el mercado energético colombiano para los agentes públicos o privados que participan en el sector de energías no convencionales, la Ley 1715 de 2014 incentivó el desarrollo de las fuentes renovables de energía.

La Resolución CREG 030 de 2018 reglamentó los aspectos técnicos y comerciales para la integración nacional de los autogeneradores de energía a pequeña escala (AGPE) al SIN, permitiéndoles el desarrollo de modelos de GEE y regulando las herramientas y mecanismos para la liquidación de los excedentes de energía, de modo que los saldos a favor les fueran remunerados de manera ágil (Gutierrez Ruiz, 2018).

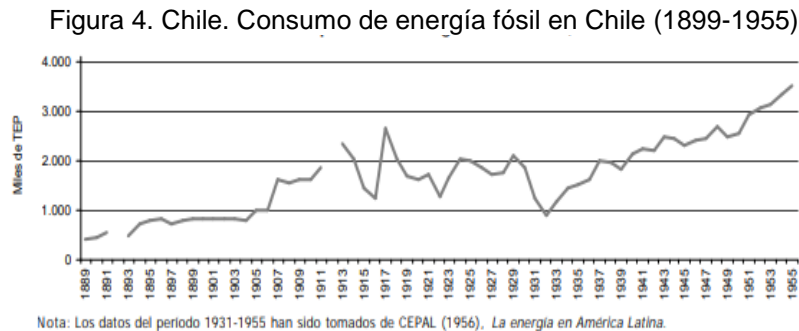
5.2 Casos internacionales, su historia y estructura

5.2.1 Chile

Muchos países han tomado la decisión de investigar, desarrollar y comenzar a emplear recursos y tecnologías en la exploración de nuevas fuentes de energía que permitan reducir el consumo proveniente de fuentes fósiles. En Chile, el 68 % de la EE consumida es generada por centrales térmicas accionadas por combustibles fósiles, de los que tiene que importar el 90 %. Es evidente que las variaciones en los precios de estos combustibles afectan la economía del país, y por ello ha estado trabajando en proyectos que ayuden no solo a remplazarlos, sino también a mejorar el medioambiente. Sin embargo, su despliegue está avanzando a una velocidad menor a la deseable, debido a la alta percepción de riesgo que se les asigna a estos proyectos (Rivas y Cardemil, 2015) [Figura 4].

Chile cuenta con un amplio rango de recursos naturales: cobre, molibdeno, yodo y celulosa. La producción, extracción, agregación de valor y exportaciones de estos recursos le ha permitido al país posicionarse y considerarse que cuenta con ingresos altos por el Banco Mundial, y ser invitado a formar parte de la OCDE. Sin embargo, esta nación explota

limitadamente sus recursos energéticos propios y posee una casi nula producción de combustibles fósiles (Rivas y Cardemil, 2015).



Fuente: Folchi y Rubio (2006).

Línea de tiempo

El panorama histórico del uso de energías fósiles y energías renovables de Chile está marcado por los efectos económicos y legales del país y por las tendencias norteamericanas de evolución, que lo llevaron a imitar el uso de sus usos energéticos según su nivel de desarrollo y tecnología, atendiendo a los distintos recursos naturales. Chile, uno de los mayores importadores de fuentes de energía fósil en Latinoamérica, solo fue alentado por el país del norte para estudiar y desarrollar tecnologías para conseguir recursos de energía inagotables cuando este pasaba por momentos económicos complicados y tuvo que subir los precios de sus exportaciones.

Consumo energético en Chile durante los años noventa

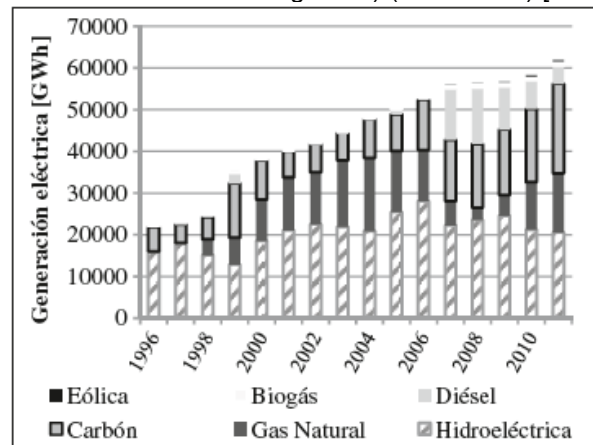
Según Folchi y Rubio (2006), en 1939, el consumo per cápita chileno de energías fósiles estaba entre el 40 y 50 %, mientras que el de energías orgánicas no superaba el 20 %. Para 1925, Chile era uno de los países con mayor consumo de energías fósiles: 50 TEP/100 habitantes.

Transición energética: los inicios

A partir de 1998, Chile comenzó a interesarse en la producción de energía sin los efectos medioambientales que producen el carbón y el petróleo, y centró su interés en el desarrollo y la atención de la energía eólica. A partir de ese momento, y con los

desarrollos tecnológico, comercial y diplomático adquiridos, vivió un punto de inflexión político para estudiar la manera de obtener energía mediante fuentes renovables diferentes de las que ya conocía. Cabe mencionar que para esos años ya se había incursionado en el campo de las hidroeléctricas (Rivas y Cardemil, 2015) [Figura 5].

Figura 5. Chile. Histórico de la generación eléctrica SIC (sistema interconectado central) y SING (sistema interconectado del Norte grande) (1996-2010) [GW/h]



Fuente: Rivas y Cardemil (2015).

Situación actual

El sector energético en Chile enfrenta desde hace más de dos décadas problemas tales como la dependencia de combustibles fósiles importados, la inseguridad y vulnerabilidad en el suministro, los impactos ambientales y sociales de los proyectos energéticos, el encarecimiento de los servicios y, consecuentemente, los problemas de equidad en el acceso de cobertura en las zonas lejanas a las redes eléctricas, y la falta de eficiencia, traducida en un incremento sostenido de la demanda energética, que supera el crecimiento económico (Chile Sustentable, 2004:5, citado por Elizalde Hevia y González Gutiérrez, 2008).

La actividad minera e industrial de Chile requiere de altas cantidades de EE –64 % del total–. El 68 % de ella es generada por plantas termoeléctricas accionadas por combustibles fósiles, y la EE generada con estos combustibles es del 99 %, de los cuales el 90 % es importado (Elizalde Hevia y González Gutiérrez, 2008).

Como estrategia para mejorar la dependencia de las energías fósiles, el Gobierno y los entes de desarrollo han apoyado el uso de las ERNC, definidas como aquellas cuya

fuentes de energía primaria es la biomasa, los sitios geotérmicos, el sol, el viento, las mareas, las olas, o los gradientes térmico-hidráulicos menores a 20 MW. Las ERNC permiten aprovechar la alta disponibilidad de los recursos autóctonos del país y cuentan con mayor aprobación de la ciudadanía que otras energías como las termoeléctricas. Actualmente, las ERNC representan solo el 5,9 % de la generación total de EE; de este total, el 30 % es energía eólica; el 30 %, hidráulica a pequeña escala; el 40 %, de biomasa; y un discreto 0.5 %, solar.

Actualmente existen proyectos solares aprobados por la autoridad ambiental que ascienden a 3 GW, y hay un GW adicional en tramitación. Este atraso y/o escasez en este tipo de proyectos se debe, entre otros factores, al alto costo de instalación y al riesgo que representa para los inversionistas invertir en fuentes de las que no cuentan con experiencias previas que permitan validarlo (Rivas y Cardemil, 2015).

Ley 20.257, Ley 20.698 y Ley 20.50 de las ERNC

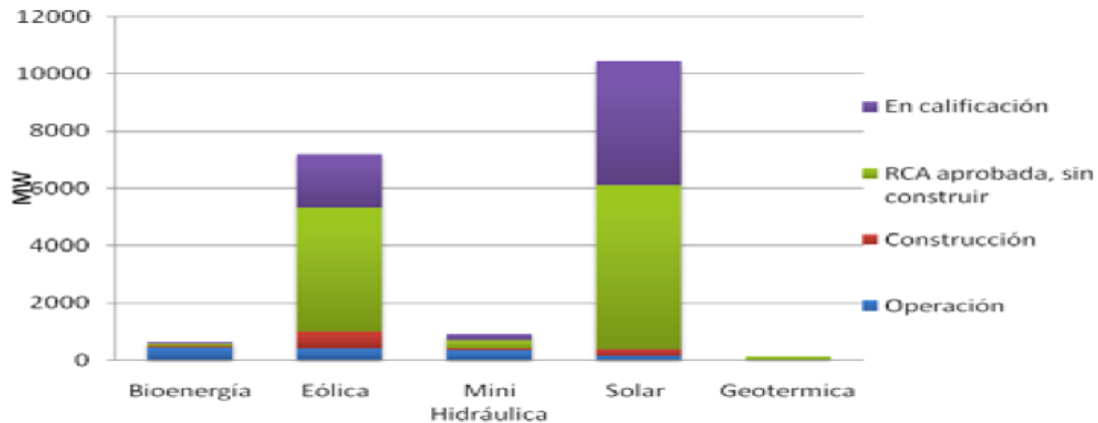
La ley 20.257, sancionada en 2008, tuvo como propósito obligar a todas las compañías que comercializaban energía a cumplir con un porcentaje mínimo de generación proveniente de ERNC. De esta manera, en los sistemas eléctricos que poseían una capacidad mayor a 200 MW, el 10 % del su *mix* energético debía provenir de estas fuentes (Chile, Ministerio de Energía, s. f.). Esta ley fue modificada por la Ley 20.698, que aumentó progresivamente el aporte mencionado para 2024. Y una nueva ley, la 20.50, lo duplicó: 20 % para 2025. Todas estas leyes promovieron un aumento en las inversiones en proyectos de ERNC, aceleraron el desarrollo del mercado, eliminaron las barreras asociadas a la innovación y generaron confianza en los inversionistas (Chile, Ministerio de Energía, s. f.).

Gracias a ellas, al movimiento ecológico mundial en pro de la preservación del medioambiente, al seguimiento continuo de la OCDE frente a las acciones de los países para disminuir o frenar el calentamiento global y a los esfuerzos para aprovechar fuentes alternas, se han generado en Chile diferentes estrategias para hacerlo energéticamente más autónomo. Nuevos proyectos a partir de la biomasa, al igual que nuevas hidroeléctricas, han tenido fuerte acogida en las empresas de energía y los inversionistas,

y develan el gran potencial que tiene el país para producir energía por estos medios (Chile, Ministerio de Energía, s. f.).

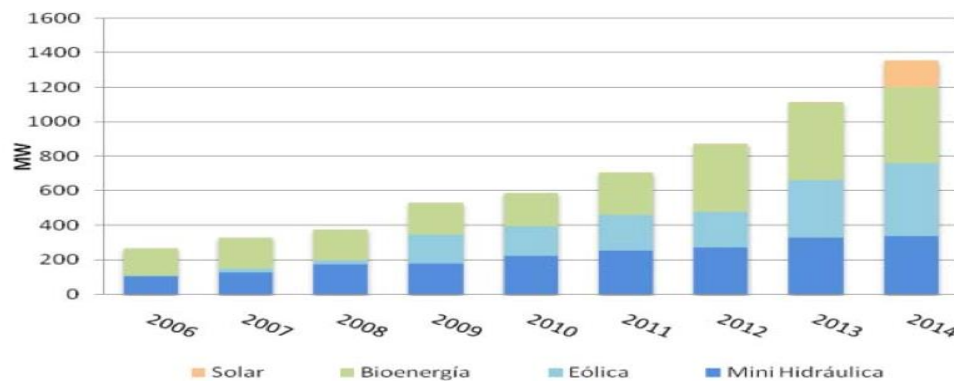
El reporte de marzo de 2014 emitido por el Centro de Energías Renovables del Gobierno muestra desarrollo de las fuentes de ERNC [Figuras 6 y 7]:

Figura 6. Chile. Desarrollo en fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC) por tipo de energía (2006-2014)



Fuente: Gouet Vergara y Avilés Arias (s. f.).

Figura 7. Chile. Desarrollo en fuentes energías renovables no convencionales (ERNC) (2006-2014)



Fuente: Gouet Vergara y Avilés Arias (s. f.).

Un modelo de sostenimiento y desarrollo

La quema de combustibles fósiles, el efecto invernadero, los cambios climáticos resultados de una alta contaminación y polución, los debates políticos y económicos que se originan por el uso de fuentes alternativas, la creciente demanda de energía y los impactos

medioambientales del uso de fuentes convencionales, no resultan más que una evidente prueba de lo necesario que es implementar nuevas fuentes de energía sustentables (Elizalde Hevia y González Gutiérrez, 2008).

Chile ha estado interviniendo su modelo energético, pues la alta dependencia de factores externos para garantizar la prestación efectiva del servicio lo ha llevado a “incrementar en forma sostenida el aprovechamiento de las ERNC, tales como geotermia, biomasa, pequeñas hídricas, eólica, solar, mareomotriz, y a aumentar la eficiencia energética” (Elizalde Hevia y González Gutiérrez, 2008); sin embargo, el uso de combustibles fósiles a nivel mundial no ha mermado; estos representan actualmente el 81 % de las fuentes de generación de su energía, y el país los tiene que seguir importando.

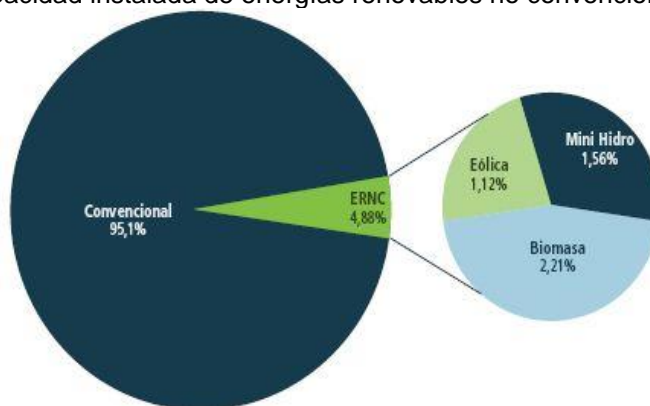
El *Informe técnico de programa de obras* (Chile, Comisión Nacional de Energía, CNE, 2016) da cuenta de que casi el 70 % del consumo energético primario y secundario del país se satisface con combustibles fósiles –de los cuales más de la mitad corresponden a petróleo y a gas natural importados–, y que aún no se han adoptado medidas para revertir o evitar los impactos ambientales negativos que generan (Elizalde Hevia y González Gutiérrez, 2008).

Según Sauma (2012), las fuentes de ERNC chilenas no han sido explotadas en la misma medida que las convencionales debido a los altos costos, el desconocimiento del mercado y a que no se ha incentivado su explotación. En 2009, solo el 2,7 % de la matriz energética chilena provenía de fuentes de ERNC, y actualmente esta cifra no supera el 4 %

Potencial de desarrollo de biomasa

Para 2017, la capacidad instalada de ERNC de Chile es de alrededor de 780 MW, la mayoría proveniente de la biomasa (Redagráfica, 2017) [Figura 8].

Figura 8. Chile. Capacidad instalada de energías renovables no convencionales (ERNC) (2017)



Fuente: RedAgrícola (2017).

Según Ruiz Fernández, la biomasa se encuentra en diferentes grados de dispersión que inciden en el tipo de proyecto:

- Dispersa: riles, residuos de cultivos de temporada, etc.
- Agrupada: estiércol de vacuno, residuos sólidos urbanos (RSU), beneficio de ganado, vitivinícola, etc.
- Concentrada: lodos de las plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAS), estiércol avícola, estiércol porcino, etc. (Ruiz Fernández, 2009).

En Chile se conocen alrededor de 35 proyectos de biomasa en diferentes etapas, así: i) operación: el proyecto ya está en la etapa productiva; ii) construcción: se están estableciendo las bases físicas para los lugares de producción; iii) ingeniería: planeación del proceso de construcción de la planta de producción; y iv) pre-factibilidad: estudio para determinar la viabilidad financiera de un proyecto –cuántos serán los retornos de la inversión–; si los resultados son iguales o superiores a los esperados, se procede con la construcción del proyecto [Tabla 1].

Tabla 1. Chile. Cantidad de proyectos de biomasa

Etapas del Proyecto	Cantidad de Proyectos
Operación	5
Construcción	15
Ingeniería	4
Prefactibilidad	11
Total	35

Fuente: Ruiz Fernández (2009).

Potencial hidroeléctrico de Chile

La hidroelectricidad es la fuente de energía renovable más utilizada en el mundo. En 2016 representó el 71 % de la GEE, con una capacidad instalada de 1,064 GW; esto es el 16.4 % del total de electricidad (Generadoras de Chile, s. f.).

La energía hidroeléctrica se basa en el principio de conservación de la energía, ya que aprovecha el nivel de fuerza del agua cuando se encuentra en un punto de descarga alto. Además, por sus orígenes, es una fuente limpia que no emite agentes contaminantes, brinda beneficios económicos para una región y no tiene que ser importada (Generadoras de Chile, s. f.) [Tabla 2].

Tabla 2. Chile. Capacidad hidroeléctrica instalada

	Hidráulica de pasada (MW)	Hidráulica de embalse (MW)	Total hidroeléctrico (MW)	Total (MW)	Participación energía hidroeléctrica (%)
SEN	3.227	3.393	6.621	22.369	30%
SEA	23	0	23	62	37
SEM	0	0	0	104	0%
Total	3.250	3.393	6.643	22.974	29%

Fuente Generadoras de Chile (s. f.).

5.2.2 Alemania

El continente europeo ha manifestado su preocupación por el cambio climático y ya ha emprendido diversas estrategias para contrarrestarlo. Alemania, uno de los países líderes de esta iniciativa, ha ido renovando su sistema de abastecimiento energético.

Hasta 2009, su sistema eléctrico se apoyaba en centrales nucleares y eléctricas de carbón, y era uno de los diez países más contaminantes del mundo. En la actualidad es pionera “mediante compromisos concretos en los ámbitos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, penetración de renovables y mejora de la eficiencia energética” (Alemania, Ministerio Federal de Relaciones Exteriores, s. f.)

Las protestas sociales que rechazaban la construcción de centrales nucleares y los altos índices CO₂ indujeron al *Bundestag* en 1983 a promover una legislación más ecologista.

Línea de tiempo

1973

Luego de la crisis de petróleo de 1973, Alemania comenzó en 1974 a fomentar la innovación en el sector energético a través de distintas políticas y estrategias económicas que se reflejaron años más tarde en el PIB, a partir del momento en que las ERNC formaron parte de la transformación.

1979: la ley de la competencia nacional

Con esta ley, Alemania comenzó a dar los primeros pasos en la promoción de métodos renovables y menos abrasivos, mediante mecanismos que obligaran a los distribuidores a comprar electricidad producida por fuentes de energías renovables.

1986: Estallido del reactor soviético de Chernóbil

A pesar de la distancia —más de mil kilómetros—, los estragos medioambientales alcanzaron el país y determinaron un punto de inflexión. Es ahí cuando la fuerza política enfocó sus esfuerzos en erradicar la centrales nucleares.

1990-2000

Durante este período se promovió el sector de las energías renovables a través de mecanismos de fomento, financiación y tributación, y se entró en la etapa llamada “transición energética”.

La Tabla 3 muestra las leyes publicadas entre 1985 y 2005 para fomentar el uso de las energías renovables convencionales y no convencionales.

Tabla 3. Alemania. Leyes para fomentar el uso de las energías renovables convencionales y no convencionales (ERNC) (1985-2005)

2005	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ley de la Industria Energética (<i>Energiewirtschaftsgesetz</i> o EnWG) ▪ Financiación del banco KfW del programa de producción de energía solar ▪ Quinto programa de investigación de energía
2004	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Enmienda de la Ley de Energías Renovables (EEG) ▪ Programa Solarthermie 2000Plus
2002	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ley combinada de calefacción y electricidad ▪ <i>Energieeffizienz</i> ▪ Modificación de las tarifas para la instalación de renovables
2001	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Inversión en el programa “Futuro”
2000	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ley extra de calefacción y electricidad ▪ Ley de Energías Renovables (EEG)
1999	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Programas de préstamos preferenciales ofrecidos por la corporación de préstamos de reconstrucción (banco KfW) ▪ Reforma del Eco-Impuesto ▪ Programa de incentivos de mercado ▪ Programa “100.000 Techos Solares”⁹⁰
1998	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Grupo de eficiencia energética del Báltico
1997	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Códigos federales de construcción para la producción EERR
1996	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Cuarto programa de investigación de energía ▪ Programa “Energía Verde”
1995	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Programa “100 millones” ▪ Subvención Ecológica ▪ Ordenanza sobre la lista de tarifas para arquitectos e ingenieros
1993	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tasas de costos totales
1991	<ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Stromeinspeisungsgesetz</i> o Ley eléctrica de <i>feed-in tariffs</i> (StrEG)
1990	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ley de fomento a las energías renovables no convencionales ▪ Programa de medioambiente y de ahorro de energía
1989	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Programa “250 MW de Energía Eólica”⁹¹
1985	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Apoyo a los Estados federados para las energías renovables

Fuente: Álvarez Pelegry y Ortiz Martínez (2016).

Panorama actual

Desde los inicios de 2000, el consumo de energías renovables ha aumentado en el 206 %, y en la última década (2010-2019), el de las energías no renovables ha decrecido en el 20 %. Gran parte de la creciente inclinación hacia el uso de energías renovables se debe a presiones legales. Algunas de las medidas que la Unión Europea exige a sus estados miembros son las siguientes:

- Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo: para la promoción de la electricidad generada de fuentes renovables en el mercado eléctrico de la UE, que indica la necesidad de establecer objetivos vinculantes nacionales para duplicar la proporción de energías renovables en el consumo bruto de energía final del 6 al 12 % en 2010, y alcanzar el 22 % de la electricidad la producción de RES en ese año, en comparación con el 14.5 % en 1999.

Uno de los Libros Blancos –que aportan acciones o propuestas normativas– promueve este tipo de energía sobre la base de la seguridad y la diversificación de los suministros de energía, la protección del medioambiente, la reducción de costes y la promoción de la cohesión social.

- Directiva 2009/28/CE: modifica y deroga las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE, y se refiere al fomento de energías procedentes de fuentes renovables, en el que se marcan tres objetivos obligatorios para 2020: disminución en el 20 % de la emisión de gases de efecto invernadero; disminución del 20 % del consumo de energía primaria mediante la eficiencia energética, para alcanzar una cuota global del 20 % de energías renovables en el consumo final bruto de energía; y alcanzar el 10 % para las energías renovables en el sector del transporte. La directiva también establece que los estados miembros que no cumplan sus objetivos pueden importar los excedentes de energía de aquellos que lo hayan logrado.

- Paquete de Energía y Cambio Climático de la UE (2008): propone la disminución del consumo energético y el aumento del peso de las energías renovables.
- Comunicación de la CE *Energía 2020. Una estrategia para una energía competitiva, sostenible y segura* (COM, 2010): establece una nueva estrategia energética para la UE y sienta las bases de futuras comunicaciones y desarrollos normativos. Esta estrategia plantea cinco líneas de actuación prioritarias: i) alcanzar una Europa energéticamente eficiente; ii) construir un mercado de energía integrado; iii) alcanzar el nivel más alto posible de seguridad energética; iv) extender el liderazgo de Europa en innovación y tecnología energética; y v) fortalecer la dimensión exterior del mercado energético europeo (Caraballo Pou y García Simón, 2017) [Tabla 4].

Tabla 4. Emisiones de CO₂. Uso de energías renovables y no renovables

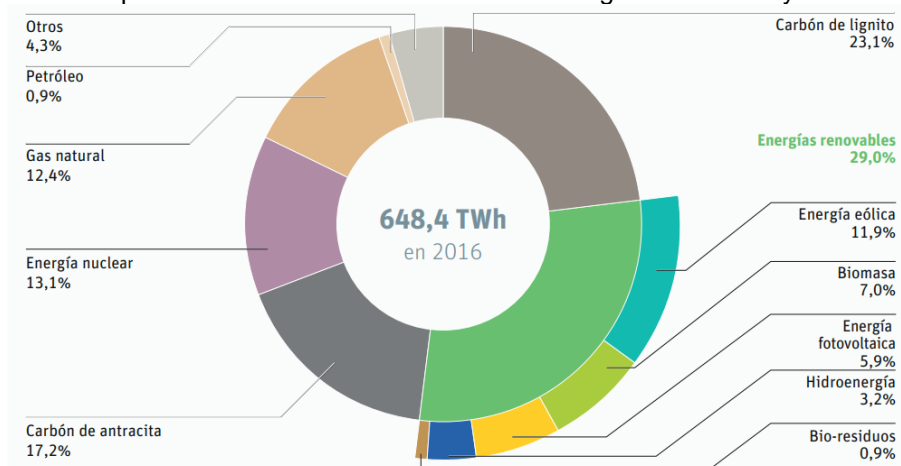
<i>Emisiones CO₂</i>				
Alemania	912.3	85.3	758.2	1 058.3
Francia	396.2	29.0	340.3	488.9
Reino Unido	577.6	22.3	516.2	613.6
Italia	416.6	37.6	346.3	472.2
<i>Renovables</i>				
Alemania	41.7	26.5	20.7	109.6
Francia	67.8	7.3	47.8	80.6
Reino Unido	10.5	7.1	3.9	27.1
Italia	48.5	8.6	34.6	78.6
<i>No renovables</i>				
Alemania	5.7	0.3	5.0	6.5
Francia	4.0	0.2	3.6	4.8
Reino Unido	3.5	0.2	2.9	3.8
Italia	3.8	0.2	3.2	4.1

Fuente: Caraballo Pou y García Simón (2017).

Alemania es la economía más fuerte de Europa, pero al mismo tiempo es la que muestra las cifras más altas en los efectos medioambientales y en el uso de energías no renovables; en una escala de 1 al 10, su uso es 5.7, es decir, más del 50 %. En todo caso, también ocupa los primeros lugares a nivel mundial en el número de instalaciones para la producción energética de distintas fuentes renovables convencionales y no convencionales.

Según el Ministerio Federal de Relaciones Exteriores (Alemania, s. f.), a 2015 la energía eólica tenía el 35.5 % de participación, seguida de la de la biomasa (30.6 %), la fotovoltaica (12.1 %) y hidráulica (21.8 %). Asimismo, de las 24 plantas termonucleares 15 ya habían sido cerradas y las nueve restantes se cerrarán en 2022 [Figura 9].

Figura 9. Alemania. Capacidad instalada de las fuentes de energía renovables y convencionales (2006)



Fuente: Alemania, Ministerio Federal de Relaciones Exteriores (s. f.).

5.2.3 Honduras

Hasta 1957, la EE en Honduras era manejada por las municipalidades. En ese año se creó la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), que se encargó totalmente de la generación y distribución del fluido eléctrico en el país.

Línea de tiempo

La crisis eléctrica de 1994

Debido a que la demanda energética en Honduras aumentaba en el 8 % anual, las fuentes de energía se fueron agotando rápidamente. En 1992 hubo un largo período de sequías en Centroamérica, y la reserva de agua de la represa del país, sumada a las fallas en su construcción agravaron la crisis. Durante la época de elecciones presidenciales de 1993 hubo que racionar el consumo de energía, y en 1994 el nuevo Gobierno estableció un fuerte programa de racionamiento, con cortes diarios de hasta 12 horas por un período de ocho meses –abril-diciembre de 1994– (Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación, FAO, Dirección de productos forestales, 1995).

1999-2008

En el período 1999-2002, alrededor del 70 % del total de la energía consumida en el país venía de fuentes renovables: 20 % de combustibles fósiles y 80 % de fuentes hidráulicas (Espinasa, Balza, Hinestrosa, Sucre y Anaya, 2017). Entre 2003 y 2005, la situación del uso de fuentes renovables convencionales y no convencionales desmejoró: a finales de 2005 solo se generaba menos del 40 %, y el resto provenía de combustibles (55 %), carbón e hidráulicas.

La Tabla 5 muestra la matriz de las fuentes principales de EE en el período 1999-2002, el porcentaje sobre el total generado y el nivel de consumo eléctrico.

Tabla 5. Honduras. Insumos utilizados para la producción de energía eléctrica (1999-2002)

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	%
Combustibles líquidos	6.79	63%	1,782.00	2.66	47%
Hidrogenación	3.42	32%	1,977.50	2.96	53%
Biocombustibles	0.58	5%	6.50	0.01	0%
Electricidad	10.79	100%	3766.00	5.63	100%

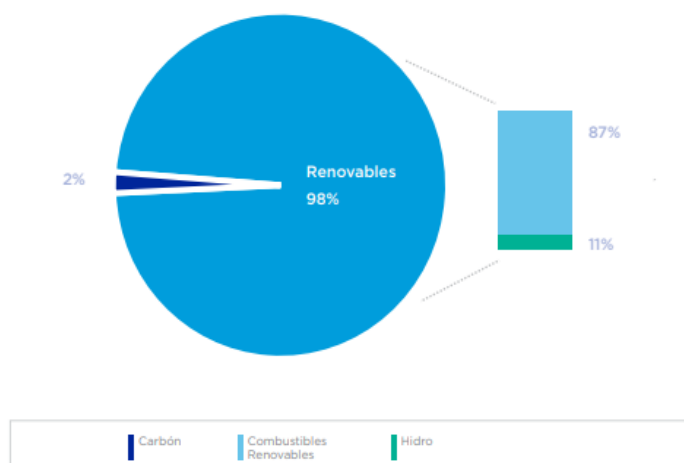
Fuente: Espinasa, Balza, Hinestrosa, Sucre y Anaya (2017).

2009

En este año, Honduras tuvo un consumo total de energía equivalente a 95,000 barriles de petróleo, de los cuales el 46 % (44,000) provenía de fuentes renovables; 38,000 (el 40 %) de estos últimos provenían de la biomasa y los desechos. El uso del petróleo continuó igual, y la producción hidráulica le quitó participación a la de energía proveniente del carbón (Espinasa *et al.*, 2017).

En cuanto a la oferta de energía primaria, casi el 100 % de la proveída por las centrales productoras era de fuentes renovables, ya que su producción superaba el tamaño de la demanda [Figura 11].

Figura 10. Honduras. Oferta de energía primaria (2009)



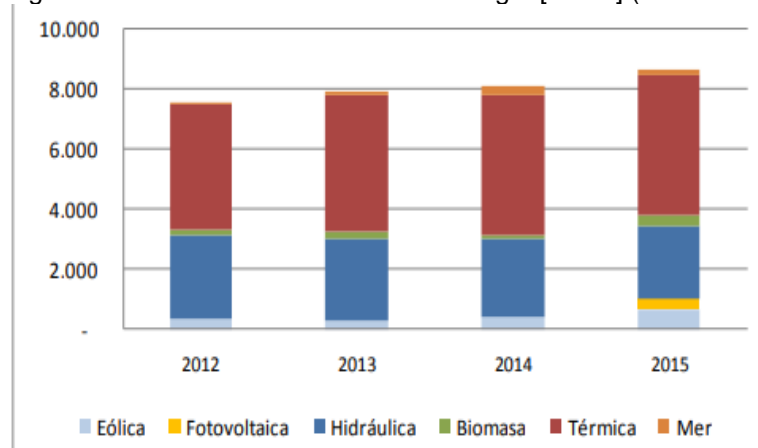
Fuente: Espinasa, Balza, Hineirosa, Sucre y Anaya (2017).

2015

Honduras se convirtió en la nación americana que más inversión realiza en energías de fuentes renovables en relación con su PIB, y a nivel mundial ocupa la tercera posición entre los países que más le apuntan a las energías limpias (Honduras, Presidencia de la República, 2015). El REN21, Renewable Energy Policy Network for the 21st century (s. f.), un organismo que aglutina sectores de la energía mundial, confirma que Honduras ocupa el primer lugar en América, seguido de Uruguay; a nivel mundial, Burundi ocupa el primer lugar y Kenia el segundo.

Tras depender durante años de energía a base de búnker y diésel, para 2007 tenía una capacidad instalada del 6 % para la generación renovable y no convencional, y en 2015 ya llegaba al 47 % [Figura 11].

Figura 11. Honduras. Producción de energía [GW/h] (2012-2015)



Fuente: Honduras, Empresa Nacional de Energía Eléctrica, ENEE (2016).

En 2015, la generación de energías renovables del país –hidráulica, eólica, solar y de biomasa– ascendió a 882.3 MW, 54.9 % mayor que la térmica pública y privada (724.3 MW), equivalente al 45.1 % del consumo general (REVE, Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico, 2015). Un tercio de la nueva capacidad de energía solar fotovoltaica mundial se concentró aquí. Cabe anotar que Estados Unidos, Brasil, Canadá y Alemania también se encuentran entre los primeros países en producción de esta energía [Tabla 6].

Tabla 6. Honduras. Capacidad instalada de producción de energía a partir de fuentes renovables no convencionales (2016)

Tipo de recurso	Capacidad instalada		Capacidad disponible	
	MW		MW	
Hidráulica	680,8	29%	496,1	34%
Térmica	911,4	39%	767,6	52%
Biomasa	164,8	7%	74,0	5%
Eólica	175,0	8%	36,0	2%
Fotovoltaica	388,0	17%	93,4	6%
TOTAL SISTEMA	2.320,0	100%	1.467,1	100%

Fuente: Honduras, Empresa Nacional de Energía Eléctrica, ENEE (2016).

Actualidad

Según el Banco Central de Honduras (BCH) (Honduras, Empresa Nacional de Energía Eléctrica, ENEE, 2016), la matriz energética de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) está conformada en el 75 % con fuentes renovables y el 25 % con plantas

térmicas. La demanda de EE aumentó en 45 MW en 2017, equivalentes al 3 % en relación con la demanda promedio de 1,500 MW.

- Hidroeléctrica (36.8 %)
- Eólica (13.2 %)
- Energía solar (11.2 %)
- Biomasa (10.7 %)
- Geotérmica (3.1 %)

La generación hidroeléctrica es impulsada por proyectos como El Cajón (300 MW), Cañaveral y Río Lindo (50 MW cada uno), La Vegona (40 MW), Chamelecón (13 MW) y Patuca III, que aportará 104 MW (REVE, Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico, 2015).

En el primer trimestre de 2018, la generación de electricidad tuvo un fuerte crecimiento, sobre todo a partir de las fuentes eólica, hidráulica, solar y geotérmica. “Ese comportamiento ha permitido revertir la matriz de generación eléctrica del país, en la cual predomina la producción con fuentes renovables” (Honduras, Empresa Nacional de Energía Eléctrica, ENEE, 2016).

A criterio de algunos analistas no es recomendable que Honduras se abastezca solo de energía renovable, aunque eso la protegerá de los altos costos del petróleo; sin embargo, la desventaja se registra en períodos fuertes de sequías, cuando el recurso hídrico se complica [Figura 12].

Figura 12. Honduras. Generación de electricidad según tipo de fuente (2017-2018)

Fuente	2017	2018
Energía Renovable	58.3	75.0
Hidroeléctrica	26.5	36.8
Eólica	8.1	13.2
Biomasa	13.0	10.7
Solar	10.7	11.2
Geotérmica	---	3.1
Energía Térmica	41.7	25.0
Bunker y Diesel	35.7	18.8
Carbón	6.0	6.2

Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

Fuente: Honduras, Empresa Nacional de Energía Eléctrica, ENEE (2016).

5.3 ¿Y cómo está Colombia?

El país consume aproximadamente 70,000 GWh/año y, según proyecciones de la UPME, se espera un incremento promedio del 2 % anual para los próximos 11 años (Colombia, Unidad de Planeación Minero-energética, UPME, 2013). Este crecimiento está soportado en las expectativas de crecimiento del sector industrial, el incremento de los vehículos eléctricos –que para 2030 se espera que sean 400,000– y la electrificación de la economía [Figura 13].

Figura 13. Colombia. Capacidad efectiva instalada



Fuente: Arango (2019).

Para lograr cubrir la demanda se han diseñado y desarrollado proyectos hidroeléctricos como el de Ituango –que debió haber entrado en operación en diciembre de 2018–, con 300 MW correspondientes a la capacidad de generación de una de sus ocho turbinas, que en total suman 2,400 MW, cerca del 14 % de la capacidad total instalada actual del país: 17,200 MW. Teniendo en cuenta el retraso estimado de este proyecto –de dos a tres años–, el panorama del país a mediano plazo no es claro, ya que con la capacidad instalada actual podría suplirse la demanda hasta 2021 bajo condiciones críticas de hidrología.

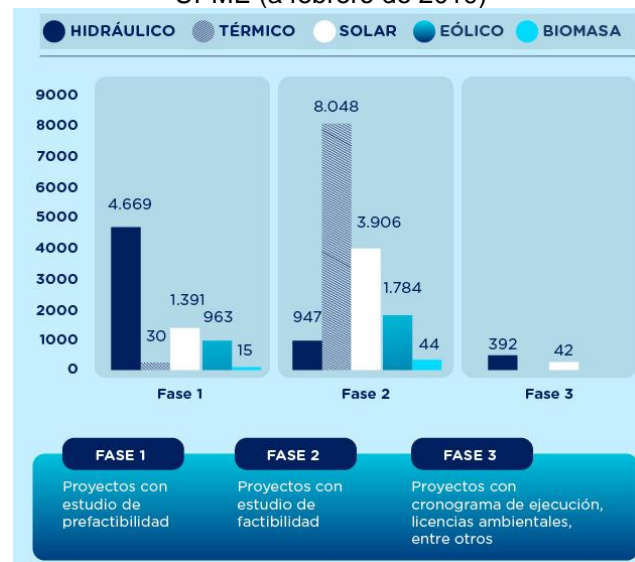
Para cubrir las necesidades energéticas en los próximos años, la UPME realizó una subasta de expansión de asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF) que busca garantizar el abastecimiento de energía en el mediano plazo e incentivar la construcción de nuevos proyectos que puedan aportar energía firme y, por ende, la confiabilidad en el sistema a partir de 2022. A esta subasta se presentaron plantas existentes, plantas con expansiones planeadas en su capacidad instalada, plantas especiales –aquellas que se encuentran en construcción en el momento en que se desarrolló la subasta– y plantas nuevas, a las cuales se les asignaron OEF que les serán pagadas con el cargo por confiabilidad hasta por 1, 5, 10 y 20 años.

Una de las principales medidas del Gobierno es incentivar e impulsar proyectos de generación de EE mediante fuentes renovables no convencionales, con el fin de cumplir con las obligaciones internacionales asumidas y migrar hacia sistemas de generación de EE más limpios, diversificados, competitivos y menos dependientes de los cambios climáticos. Para lograrlo, además de los incentivos tributarios, se llevó a cabo el 26 de febrero de 2019 la primera subasta de contratación de energía eléctrica a largo plazo. La subasta no fue adjudicada, pues de los cuatro indicadores necesarios se incumplieron los de concentración y dominancia. A pesar de ello, el Ministerio de Minas y Energía manifestó el interés de llevar a cabo dos nuevas subastas en el transcurso de este mismo año.

El éxito de estas subastas puede ser un aliciente para seguir las implementando; así, el Gobierno Nacional podría cumplir con la meta de instalar 1,500 MW de FRNC para finales de 2022 y lograr que el 10 % de la matriz energética esté conformada por estas fuentes en 2030. Esta meta es posible de lograr teniendo en cuenta que existen 392

proyectos de energía solar registrados en la UPME por 5,339 MW, 19 proyectos de energía eólica por 2,747 MW y 14 proyectos de biomasa por 59 MW; los dos primeros se encuentran ubicados principalmente en los departamentos de La Guajira y Cesar [Figura 14].

Figura 14. Colombia. Proyectos de fuentes renovables no convencionales (FRNC) registrados en la UPME (a febrero de 2019)

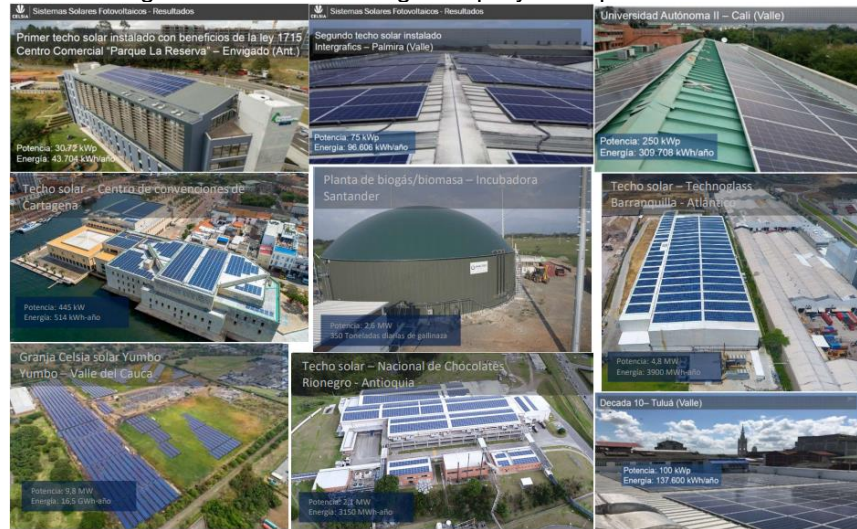


Fuente: Arango (2019).

Es imposible hablar en Colombia de un solo tipo de sistema de generación como solución única al problema de suministro sostenible de electricidad. Si bien las ERNC se han desarrollado fuertemente en los últimos años, con una proyección decreciente en su costo –muy marcado en las tecnologías solar y eólica–, factores como la disponibilidad y la variabilidad del recurso climatológico limitan su factor de planta y hacen necesaria la integración de diversas fuentes.

Si bien la matriz energética colombiana ha mostrado una inclinación muy marcada hacia una oferta principalmente hídrica y, en menor medida térmica, es cada vez más común ver proyectos de generación distribuida a través de la figura de “prosumidores” –aquellos que producen y consumen a la misma vez–, que participan activamente en la generación a través de fuentes de ERNC como la fotovoltaica y la de la biomasa [Figura 15].

Figura 15. Colombia. Algunos proyectos prosumidores



Fuente: Tautiva Mancera (2018).

5.4 Avance del sistema normativo colombiano

Es claro que para que en Colombia ingresaran otras fuentes de energía que pudieran complementar su parque energético era necesario abonar normativamente el terreno, generando incentivos y beneficios a los actores que le apuntan a estas alternativas renovables no convencionales. Luego de estudiar por varios años el sector energético y tener claras las necesidades existentes, el Congreso aprobó la Ley 1715 de 2014, cuyo objeto es incentivar y promover el desarrollo de energías no convencionales, fundamentalmente las de carácter renovable. Con este sustento normativo, el Gobierno dirigió su accionar en la búsqueda de una estabilidad jurídica para el aprovechamiento y el desarrollo de este tipo de energías, y otorgó beneficios tributarios y arancelarios para eliminar las barreras económicas que se pudiesen generar para los inversionistas, los investigadores y los posibles desarrolladores.

- **Sistemas de medición bidireccional:** se aplicarán a los autogeneradores a pequeña escala, permitiendo que utilicen la energía que producen y, en caso de requerir más, el medidor surtirá del sistema. Si por el contrario producen excedentes, el sistema deberá pagarles.

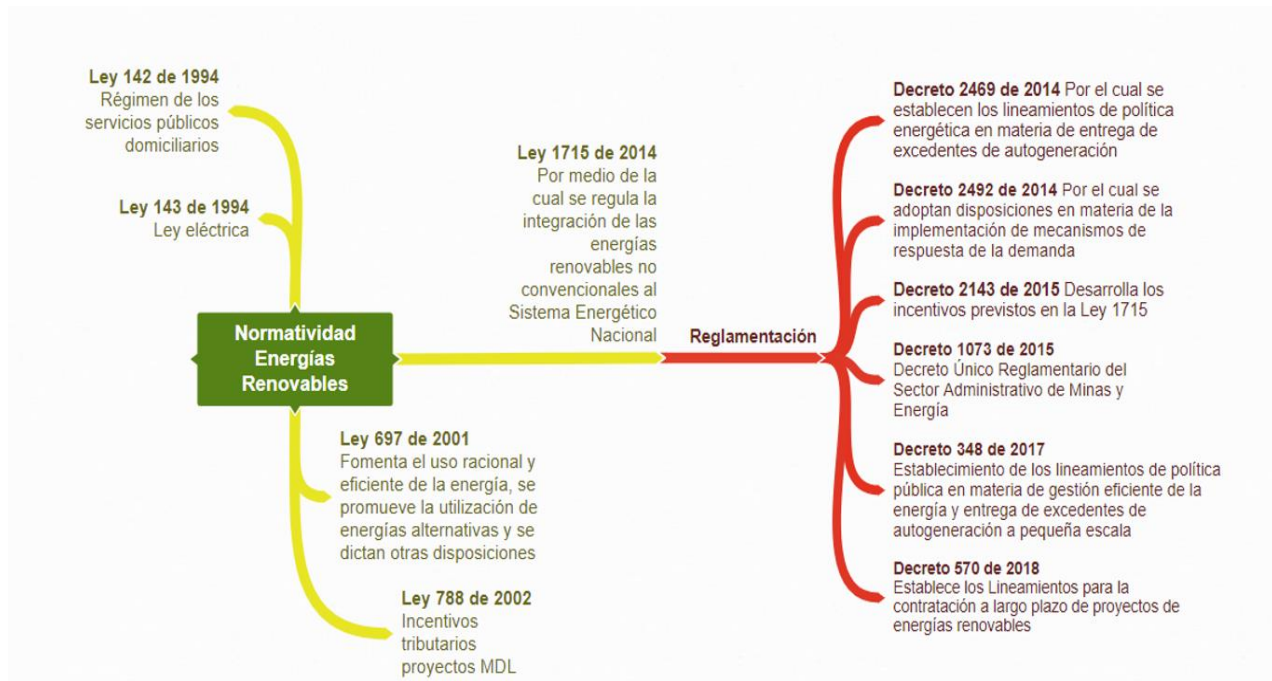
- Venta de créditos de energía: le permitirán a los autogeneradores que generen más energía de la que consumen que sean acreedores a créditos de energía, que podrán negociar con personas naturales o jurídicas.
- Incentivos tributarios para quienes inviertan en I + D de las ERNC y tengan la obligación de declarar renta: tendrán derecho en los cinco años siguientes a la fecha de su inversión de reducir el 50 % del valor total de la inversión realizada.

Los equipos utilizados serán excluidos del IVA; adicionalmente, para los importados habrá una exención de “del pago de los derechos arancelarios de importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de pre-inversión y de inversión de proyectos con dichas fuentes” (Colombia, Congreso de la República, 2014).

- Apreciación acelerada: todos los activos que estén inmersos en proyectos relacionados con fuentes de energías no renovables gozarán de la depreciación acelerada.
- Adicionalmente, la norma incentiva detalladamente los proyectos de:
 - 1) Energía proveniente de biomasa
 - 2) Energía solar
 - 3) Energía geotérmica
 - 4) Energía eólica
 - 5) Energía proveniente de pequeños proyectos hidroeléctricos (Colombia, Congreso de la República, 2014).

Adicional a los beneficios promulgados en esta ley, era necesario definir los lineamientos que deberían regir para la aplicación correcta de los incentivos otorgados, así como los parámetros para el desarrollo de los proyectos energéticos con fuentes renovables. Por estas razones, el Gobierno ha venido expidiendo una serie de decretos y resoluciones para regular la materia [Figura 16].

Figura 16. Colombia. Evolución normativa



Fuente: Sercolombia, Asociación de Energías Renovables (s. f.).

Cada uno de los decretos referenciados a continuación realiza aportes en el proceso de reglamentación del marco legal establecido en la Ley 1715, por lo cual es procedente identificar los aspectos relevantes que aportan.

Decreto 2469 de 2014

Define las condiciones aplicables a la autogeneración a gran escala; además, establece que hasta que la UPME no regule el límite máximo de potencia de los autogeneradores a pequeña escala, estos serán considerados como a gran escala.

Decreto 2492 de 2014

Establece lineamientos encaminados a incentivar económicamente el uso eficiente y adecuado de la infraestructura energética, dándole una respuesta correcta a la demanda de energía, utilizando de manera eficiente el sistema y permitiendo que cubra la demanda de energía para todos los usuarios según las disposiciones que regulan los servicios públicos en la Constitución.

Decreto 2143 de 2015

Reglamenta los incentivos aduaneros, tributarios y fiscales sobre las inversiones que se realicen para el I + D y/o la implementación de sistemas energéticos no convencionales de carácter renovable, tomados a partir de la Ley 1715.

Decreto 1073 de 2015

Decreto compilatorio de las normas preexistentes vigentes para agruparlas y ajustarlas como un decreto único reglamentario del sector minero energético.

Decreto 348 de 2017

Establece los lineamientos de política para la autogeneración a pequeña escala, que les permitirán a esta clase de productores de energía vender sus excedentes.

Decreto 570 de 2018

Busca aumentar la participación de los actores en el sistema energético, promoviendo la competencia y aumentando la eficacia. Incluye subastas de energía a largo plazo como mecanismos de contratación de proyectos de EE; los interesados deberán cumplir una serie de requisitos, entre ellos mitigar los riesgos medioambientales que se pueden prestar o incumplir la demanda de los usuarios; los siguientes son algunos de sus apartes:

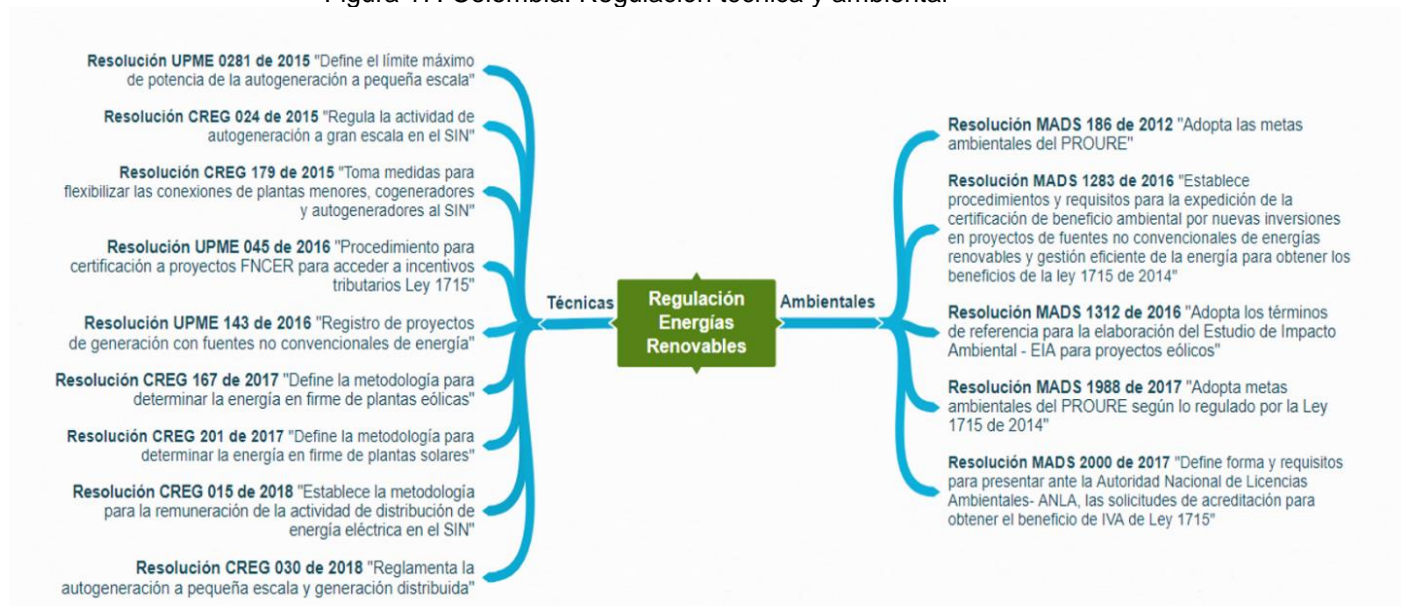
- i) Diversificar el riesgo con el fin del fortalecer la resiliencia de la matriz de generación ante variabilidad y cambios climáticos.
- ii) Promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios a través de la contratación a largo plazo de proyectos de generación nuevos o existentes.
- iii) Mitigar los efectos del cambio climático a través de los recursos energéticos renovables disponibles, que permitan gestionar el riesgo de demanda futura de EE.
- iv) Fomentar el desarrollo económico sostenible y fortalecer la seguridad energética regional.
- (v) Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica, en el marco de los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21).

El mecanismo de contratación de largo plazo se aplicará solo a los agentes del mercado de energía mayorista y deberá tener en cuenta, como mínimo, los siguientes aspectos:

- i) Esquema competitivo de asignación
- ii) Criterios para la valoración del cumplimiento de los objetivos
- iii) Definición, volumen y plazo del producto que se asignará
- iv) Periodicidad y gradualidad de su aplicación
- v) Esquema de garantías y responsabilidades de los participantes
- vi) Entidad responsable de su implementación

En la ley y los decretos mencionados se establecieron llamados a entidades como la UPM, la CREG y el ANLA para que procedieran a regular y conceptuar sobre la materia. Sus apreciaciones se muestran en la Figura 17.

Figura 17. Colombia. Regulación técnica y ambiental



Fuente: Sercolombia, Asociación de Energías Renovables (s. f.).

El Ministerio de Minas y Energía emitió tres resoluciones importantes relacionadas con esta materia, teniendo en cuenta que, según el Decreto 381 de 2012, le corresponde a este ministerio formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas de i) generación, transmisión, distribución y comercialización de EE; ii) desarrollo de fuentes alternas de energía; y iii) aprovechamiento integral de los recursos naturales y de la totalidad de las fuentes energéticas del país.

Resolución 40072 de 2018

Según la Ley 142 de 1994, los usuarios tienen el derecho de conocer los consumos reales generados durante el período facturado; para demostrarlos, las entidades deben valerse de instrumentos tecnológicos apropiados que garanticen la medición efectiva y la transparencia de los reportes. Esta ley establece la posibilidad al usuario de adquirir los bienes o servicios que requiera para validar o constatar dichos consumos, y las empresas deberán aceptarlos, siempre y cuando cumplan con los requisitos técnicos.

Así, el ministerio expidió la Resolución 40072, cuyo objeto es estructurar los lineamientos para la implementación de redes inteligentes de energía, definiendo la infraestructura de medición avanzada (*advanced metering infraestructura*, AMI), que le permitirá a los usuarios interactuar en la consulta de sus consumos, aumentar la eficiencia de las redes, obtener mejores tarifas, manipular el medidor para tomar decisiones inmediatas frente al alto o el bajo consumo y desconectarlo o limitarlo según sus necesidades reales. Además, el medidor facilitará a los usuarios conectarse al sistema para poder gastarse lo producido –cuando se trate de un autogenerador de pequeña escala– y vender los excedentes al sistema, generando un avance tecnológico y ambiental para la distribución y consumo de EE en Colombia, ya que brindará la entrada y el provecho de fuentes de energía renovables como la solar en cada uno de los hogares, generando un beneficio económico.

Esta iniciativa tendrá una transición hasta 2030, es decir, que una vez la CREG establezca las condiciones y lineamientos para su aplicabilidad, paulatinamente se entrará a incentivar a los hogares colombianos a realizar el cambio, vincularse al AMI y obtener los medidores avanzados, teniendo como incentivos los ahorros que les generarán y la mayor autonomía que los medidores les proveerán.

Teniendo en cuenta la demanda que del país y los cambios medioambientales que deben generarse, podría pensarse que este importante paso pospuso la fecha exageradamente, y que hubiera sido mucho mejor una inversión alta para hacer una etapa de transición más corta y lograr una aplicación inmediata de los cambios. Por el momento será esperar el pronunciamiento de la CREG y que el legislativo inyecte a través de sus propuestas capital para una transición más rápida.

Resolución 40790 de 2018

Aprueba el plan de expansión de referencia generación transmisión 2017-2031 elaborado por la UPME. En él se tuvieron en cuenta las proyecciones de la demanda, teniendo en cuenta el aumento del parque automotor eléctrico en el país y la entrada en operación del metro de Bogotá, entre otros; además, los inconvenientes del proyecto hidroeléctrico Ituango fueron considerados. Asimismo, la resolución conserva los lineamientos frente a la diversificación del sector energético, haciendo especial énfasis en la entrada de energía no convencional de carácter renovable: biomasa, eólica, solar, fotovoltaica, etc.

En las proyecciones establecidas por la UPME, se definió que se requieren entre 4.208 y 6.675 MW de expansión para la próxima década. Con respecto a la transmisión, se decretaron las obras que garantizaran el suministro del servicio de energía del país, que contemplan una inversión aproximada de USD 167 millones, además de otros USD 700 millones para interconectar los proyectos eólicos de La Guajira.

Dentro de los proyectos requeridos para la expansión de las redes eléctricas, se plantearon cuatro obras a 500 y 220 kilovoltios para la costa atlántica, que complementan las obras previstas en el Plan 5 Caribe y que mejorarán las condiciones de los sistemas regionales de transporte y distribución local:

- Línea Sabanalarga-Bolívar: 500 kV y segundo transformador 500/220 kV-450 MVA en la subestación Bolívar.
- Nuevo punto de conexión en Cesar denominado San Juan: 220/110 kV-100 MVA y enlaces asociados.
- Nueva subestación El Río: 220/110 kV-2x150 MVA en Atlántico y corredor Tebsa-El río-Flores, 220 kV.
- Nueva subestación Toluviejo: 220/110 kV-2x150-MVA junto con el corredor Bolívar-Toluviejo-Chinú 220 kV.

En el plan de expansión es claro el papel protagónico que jugaron las fuentes de ERNC; la UPME encaminó su estudio hacia la diversificación de las fuentes de GEE en Colombia, buscando con estos proyectos suplir la demanda que se proyectará en el país.

Resolución 40791 de 2018

Define como mecanismo de contratación de EE a largo plazo la subasta y establece los lineamientos que se deben seguir para llevarlas a cabo. Los contratos que se pretenden asignar tendrán una duración de 10, 15 y 20 años.

Los participantes deberán garantizar una capacidad mayor o superior a 10 MW y podrán ser fuentes de energía convencionales o no convencionales de carácter renovable; incluso, la resolución brinda la posibilidad que se presenten a participar tanto participantes cuyos proyectos se encuentren en operación al momento de adjudicación como proyectos que se encuentren en proceso de operación y hasta de construcción para la fecha de adjudicación. Con el desarrollo de la resolución y las posibilidades de acceso para participar en las adjudicaciones de contrato se incentivan a las personas a invertir y desarrollar proyectos de generación eléctrica, ya que, con la adjudicación de uno de los contratos de largo plazo, tendrán una estabilidad económica garantizada que llevará rápidamente el proyecto a un punto de equilibrio económico.

Una vez adjudicado el proceso, se deberá celebrar el contrato entre el comprador – que será un comercializador de energía encargado de cubrir la demanda energética nacional– y el vendedor –el generador de energía–. En dicho contrato se deberá especificar el tipo de proyecto energético al cual le fue adjudicado el abastecimiento de energía.

Otro elemento positivo de esta resolución es que al momento de tener adjudicado un contrato a largo plazo, el generador podrá obtener más fácilmente crédito por parte de las entidades financieras, ya que sobre dicho contrato podrán celebrar un contrato de cesión o prenda sobre sus derechos económicos, mitigando así los riesgos para la entidad financiera y ampliando los cupos que los generadores pudiesen tener si no presentaran ninguna garantía adicional.

6. Marco conceptual

6.1 Aproximación conceptual a los términos claves. Riesgos en proyectos

El riesgo se puede definir como la combinación de la probabilidad de que se produzca un evento conocido o desconocido, cierto o incierto, que si llegará a suceder podría tener un impacto positivo o negativo en un proyecto. Cuando se habla de riesgos conocidos, se debe entender que estos fueron previamente identificados y analizados y que, de alguna manera, se lograron minimizar sus efectos; por el contrario, los riesgos desconocidos no se pueden mitigar y solo se puede apelar a la experiencia para evitar que la afectación a un proyecto sea mayor. Dependiendo de las características generales de cada proyecto los riesgos varían, pero en términos generales pueden categorizarse. A continuación se presenta una descripción de los principales riesgos que se evidencian en este tipo de obras de infraestructura.

6.2 Riesgos en la gestión de proyectos

Para poder entender este tipo de riesgos es importante comprender que la gestión de proyectos consiste en aplicar el conocimiento, las habilidades, las herramientas y las técnicas para cumplir con sus objetivos. La gestión de proyectos no es un proceso perfectamente definido, pero su implementación eficiente cambia la forma en que los eventos/riesgos son gestionados cuando un proyecto está en curso; esto no quiere decir que no se tendrán problemas, ni que los riesgos simplemente desaparezcan o que no haya sorpresas.

El valor de una buena práctica de gestión de proyectos es contar con un proceso estandarizado para lidiar con las posibles contingencias. En ningún caso, el tiempo, coste o esfuerzo dedicados a la gestión del proyecto deben entenderse como una pérdida para el proyecto; todo lo contrario: es un elemento imprescindible para lograr la calidad del resultado final (Universidad Autónoma de Ciudad de México, UACM, s. f.).

La gestión de proyectos se encarga de administrar el alcance, el tiempo, los costos, la calidad, los recursos humanos, las comunicaciones, la integración de actividades, los riesgos y las adquisiciones de un proyecto, y desde allí se toman todas las decisiones sobre su rumbo. Una de las dimensiones más importantes por considerar en la gestión de proyectos es la administración de los riesgos, más aún en proyectos con altas inversiones en infraestructura en los cuales una decisión incorrecta o no tomada a tiempo puede ocasionar su suspensión.

6.2.1 Riesgos financieros

Se relacionan con el manejo de los recursos de la entidad, que incluyen la ejecución presupuestal, la elaboración de los estados financieros, los pagos, los manejos de excedentes de tesorería y el manejo sobre los bienes de cada entidad. De la eficiencia y transparencia en el manejo de los recursos, así como de su interacción con las demás áreas, dependerá en gran parte el éxito o fracaso de toda entidad (Montalto Cruz, 2015).

6.2.2 Riesgos políticos / legales

Los riesgos legales son los cambios en materia regulatoria o la identificación deficiente de las restricciones que impone el marco legal y regulatorio vigente. Rodríguez Fernández (2007) los define como “la incertidumbre acerca del sistema legal que regirá las relaciones nacidas durante el proyecto o la falta de suficiencia del régimen jurídico aplicable a los diferentes contratos que se generan durante él”.

La inestabilidad jurídica es tal vez uno de los aspectos más relevantes para los inversionistas en proyectos de generación de electricidad.

La gran cantidad de normas que se producen en estos países, aunada a la desorganización normativa existente, generan incertidumbre respecto del sistema jurídico aplicable a las relaciones contractuales nacidas en el marco de un proyecto.

Pueden incluirse dentro de este grupo: la negativa de cortes locales para reconocer la elección de las partes sobre temas como la ley aplicable al contrato y/o el foro jurisdiccional; el fracaso de abogados locales para identificar correctamente o analizar problemas importantes de ley local, por ejemplo, las restricciones medioambientales o problemas

relacionados con la ley laboral; la no existencia o insuficiencia de leyes para la protección de la propiedad intelectual como las patentes, marcas o derechos de autor; y las leyes de economías que compelen la venta de productos o artículos a través de tablas del mercadeo estatales o corporaciones (Rodríguez Fernández, 2007).

Para Beltrán Ruiz, Martínez Quinteroy Hurtado Garzón (2016), los riesgos legales son los “contratos impracticables, juicios, sentencias adversas o por procedimientos legales que interrumpan o afecten adversamente a las operaciones”.

Aunque ligados, el riesgo político y el legal son diferentes. Por riesgo político se debe entender la incertidumbre existente en el país donde se desarrolla un proyecto, que no depende del mercado, es susceptible de afectarlo, y es causado por la inestabilidad política y/o del sistema de intercambio de dicho país con el extranjero (Hernández, 2018). Este tipo de riesgos es uno de los más analizados en este tipo de proyectos, teniendo en cuenta que el tiempo que dura la obra de construcción es muy largo y que durante este período se pueden presentar muchos cambios políticos que podrían incidir en él. Para cubrir este riesgo, es habitual que se exija una póliza contra riesgos políticos, que es altamente onerosa para el proyecto.

6.2.3 Riesgos de diseño y construcción

Los riesgos asociados a estas dos categorías pueden denominarse “riesgos técnicos”. “Se puede definir el riesgo técnico como aquel que se materializa cuando los estudios técnicos de factibilidad del proyecto resultan incorrectos” (Rodríguez Fernández, 2007).

6.2.4 Riesgos sociales y ambientales

Según la norma ISO 14001 2015, se entiende por riesgo ambiental

La posibilidad de que por forma natural o por acción humana se produzca daño en el medioambiente. Este riesgo está dividido en dos partes principales: la definición de posibles escenarios y la definición de las consecuencias de los escenarios. Ambos se combinan dando lugar a lo que denominamos suceso indicador, que es el hecho físico producido por el escenario causal y que da lugar a la primera consecuencia. Al mismo tiempo, se denomina suceso iniciador a la combinación de sucesos básicos causales que puede provocar un imprevisto o accidente dependiendo de su desarrollo espaciotemporal. Una vez definido el

suceso iniciador, pasamos a la Identificación de causas y peligros, que indica que se debe identificar, caracterizar y determinar el posible origen del peligro. Para realizar este análisis de riesgos ambientales hay que identificar los posibles peligros. Posteriormente, hay que valorarlos y determinar el daño que podría causar al entorno. Debemos excluir del análisis posibles daños que se puedan producir y afecten a elementos que no sean del medioambiente, como podrían ser daños a los empleados o las instalaciones de la propia empresa (Universidad Autónoma de Ciudad de México, UACM, s. f.).

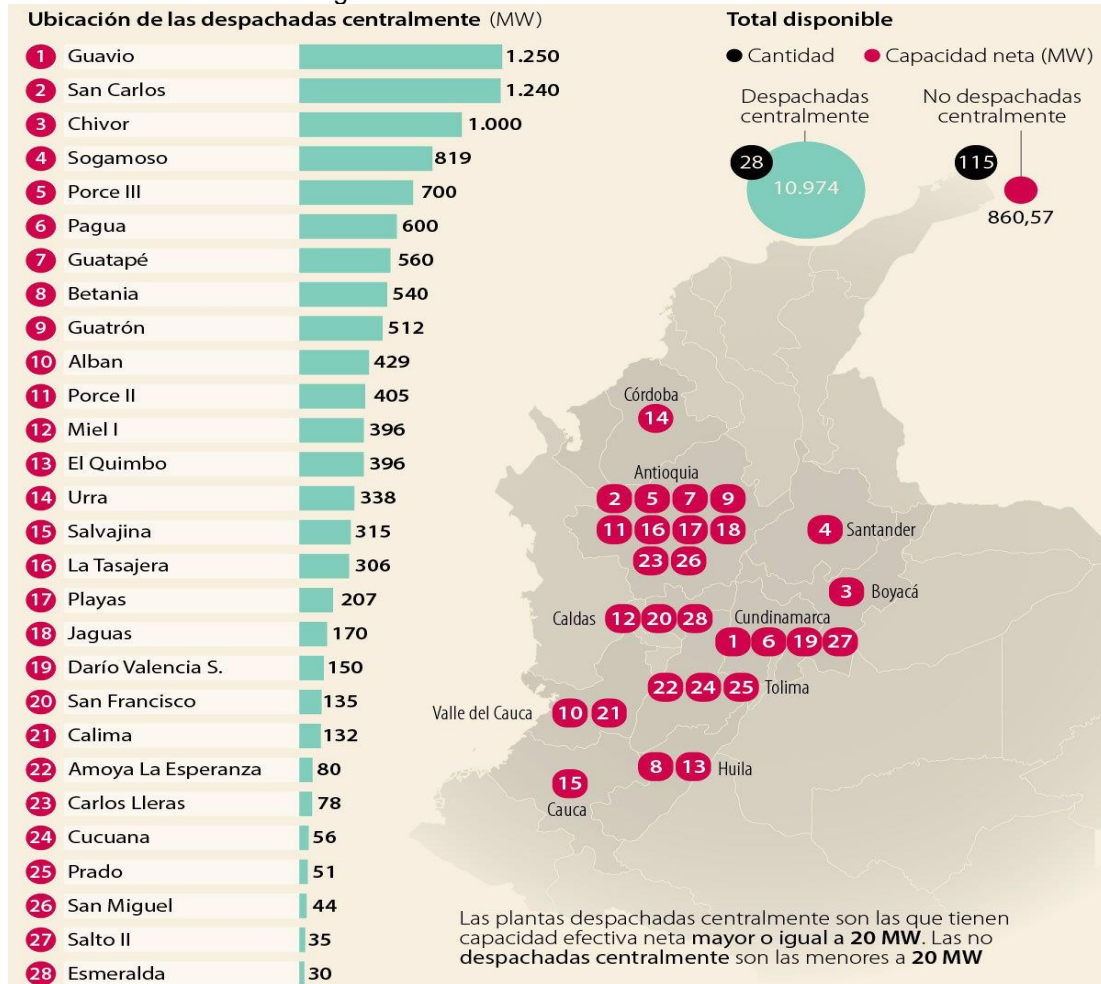
Para Pérez Brito (2013), el riesgo social es el “impacto social intencionado o no intencionado, positivas y negativas de intervenciones planificadas”. Y en referencia al impacto social, agrega: “los cambios que ocurren en comunidades o personas como resultado de un cambio inducido externamente; y los cambios que puedan afectar empleo, ingresos, propiedades, producción, estilo de vida, prácticas culturales, ambiente, salud, derechos individuales o colectivos, derechos de propiedad” (2013).

6.3 Riesgos de los proyectos energéticos

Según información reportada por XM, operador del SIN y administrador del Mercado de Energía Mayorista de Colombia, la oferta de energía hídrica es de 11,834.57 MW, el 68 % de la oferta energética del país.

Las principales centrales hidroeléctricas se muestran en la Figura 18.

Figura 18. Colombia. Oferta hidroeléctrica



Fuente: Montes (2019).

Para Colombia, esta fuente de generación de electricidad es muy importante, debido principalmente a que sus condiciones topográficas han permitido la construcción masiva de este tipo de proyectos de generación de energía hídrica de gran envergadura.

La construcción de cualquier proyecto de generación de electricidad trae consigo riesgos que se deben analizar adecuadamente para establecer la viabilidad del proyecto, su construcción y su puesta en operación. La ley 1715 de 2014 define como fuentes no convencionales de energía renovable aquellos recursos de energía renovable disponibles que son ambientalmente sostenibles. Cabe anotar que en el país estos recursos o no son utilizados o lo son de manera marginal y no se comercializan ampliamente.

Las fuentes renovables no convencionales eólica y solar tienen una característica particular: la variabilidad de su generación. Dicha variabilidad es un reflejo del

comportamiento de su fuente primaria –la irradiación y el viento–, que dependen de los fenómenos climáticos, meteorológicos e hidrológicos del momento.

Actualmente, el sistema eléctrico colombiano cuenta con 16.8 GW de generación instalada al SIN, de los cuales 1.4 GW son de pequeñas centrales hidráulicas y de filo de agua; eólicos, 0.02 GW; y solares, 0.01 GW (XM S. A., E. S. P. (2018).

Lo más importante a la hora de diseñar y estructurar un proyecto es conocer cómo se deben mitigar estos riesgos, hasta llegar al punto que si alguno de ellos ocurre no se produzca una afectación que perjudique el proyecto, a los *sponsors*, a la comunidad o el medioambiente (Londoño, 2017; Marsh Risk, 2012; Hidroeléctrica Ituango S. A., E. S. P. (2017).

A continuación se presenta un análisis comparativo de los riesgos asociados a los proyectos de generación hidráulica frente a los riesgos asociados a los proyectos basados en fuentes renovables no convencionales –solares, fotovoltaicos y eólicos en particular.

6.3.1 Riesgos en la gestión de proyectos energéticos

En general se aplican tanto para proyectos hidroeléctricos como para proyectos de ERNC, toda vez que están asociados su estructuración y administración. Teniendo en cuenta la complejidad de una central hidroeléctrica frente a los proyectos de ERNC, se puede concluir que el análisis, diseño, construcción y puesta en operación de la primera lleva mucho más tiempo; por esta razón, los riesgos de gestión de proyectos son más críticos.

Algunos de los riesgos más relevantes son los siguientes: desviaciones en la ruta crítica causada por la incertidumbre existente en la negociación con las comunidades afectadas por el proyecto; falta de claridad en el proceso de gestión de cambios; fallas en la gestión social que produzcan manifestaciones en su contra; falta de experiencia de los patrocinadores para la administración de un proyecto de esta magnitud, especialmente en la toma de decisiones, la resolución de litigios, conflictos o disputas entre los contratistas o con ellos, la insuficiencia de personal para llevar a cabo actividades de importancia crítica, la indisponibilidad de mano de obra calificada y no calificada por la competencia con otros proyectos; incumplimiento de los planes de

gestión de calidad por parte de los contratistas; y falta o fallas de supervisión por parte de la interventoría del proyecto.

6.3.2 Riesgos financieros en los proyectos energéticos

En esta categoría, los riesgos más relevantes son los siguientes: quiebra o insolvencia de los contratistas; inadecuado manejo de los anticipos; volatilidad de las variables macroeconómicas o de los precios de los insumos; incremento en los costos financieros relacionados con la financiación del proyecto por encima de los contemplados en la modelación financiera, que superen el costo presupuestado del proyecto; y coberturas insuficientes de los seguros disponibles.

Para el caso de los proyectos de generación hidroeléctricos, las inversiones que se hacen en ellos tienen dos características muy especiales; primero, son total o parcialmente irreversibles; y segundo, se debe adoptar una planeación estratégica para cubrir o mitigar los riesgos de precio, la evolución de los mercados, la incertidumbre regulatoria y los cambios climáticos, que son factores que pueden afectar de manera significativa el desempeño financiero de los proyectos.

La valoración de las plantas de generación eléctrica se ajusta a un protocolo basado en la técnica de análisis de flujo de caja descontado. Sin embargo, dada la complejidad de las inversiones por desarrollar, su carácter irreversible y la incertidumbre asociada a variables como el precio de la electricidad, la demanda de EE, el comportamiento de los aportes hidrológicos –en el caso de plantas hidroeléctricas– o el costo del combustible de generación –en el caso de plantas térmicas–, se hace necesario incorporar en el modelo de análisis la consideración de indicadores de riesgo financiero asociados a la factibilidad de las inversiones analizadas (Manotas Duque, 2013).

En los proyectos de ERNC, las inversiones tienen la misma característica de la incertidumbre asociada a variables como el precio de la electricidad, la demanda de EE, el comportamiento de los flujos de viento y la consideración de los indicadores de riesgo financiero asociados a la factibilidad de las inversiones analizadas, pero frente al carácter de irreversible, sí varían. No sería lo más adecuado ni lo más viable para un proyecto de granjas eólicas o de paneles solares que, una vez instaladas, se tuviesen que desmontar los equipos para instalarlos en un nuevo lugar; esto podría significar, desde los riesgos

financieros, la inviabilidad del proyecto, y es una diferencia que se tiene frente a las centrales hidroeléctricas, que por ningún motivo pueden ser trasladadas de lugar.

6.3.3 Riesgos políticos y legales en los proyectos energéticos

En el sector energético, los riesgos legales y políticos son los mismos a la hora de adelantar proyectos de este tipo, y siempre estarán supeditados a la normatividad que expida el legislador y a las condiciones económicas, políticas y sociales que rigen el país.

En cualquier momento, el legislador puede cambiar las reglas de juego de un sector, tal como sucedió con la expedición de la Ley 1715, cuya finalidad es la de incentivar el desarrollo de las fuentes renovables mediante la promoción de exenciones en materias tributarias, arancelarias, contables y de participación en el mercado energético colombiano para los agentes públicos o privados que participen en el sector de energías no convencionales. A través de esta ley se logró que dichos proyectos fueran financieramente viables y esto ha inclinado un poco la balanza hacia los proyectos de ERNC; sin embargo, existe incertidumbre en el sector, toda vez que la aplicación de esta ley implica un menor recaudo de impuestos para el Estado y en cualquier momento se podrían expedir leyes que determinaran el fin de los incentivos tributarios.

Algunos de los riesgos legales más relevantes en este tipo de proyecto son los siguientes: demoras en la obtención de permisos, licencias u otras aprobaciones regulatorias para el proyecto –ambientales, de construcción, aprovechamientos forestales, manejo de explosivos–; cambios en las normas, regulaciones, licencias o estándares, con impactos negativos sobre el proyecto –impuestos, transferencias ambientales, etc.–; cancelación, vencimiento, pérdida de permisos y/o aprobaciones o garantías; contratista o subcontratista que no cumple con las regulaciones locales; y retrasos como consecuencia de cumplimiento de trámites aduaneros.

6.3.4 Riesgos de diseño y construcción en los proyectos energéticos

Se puede evidenciar que un mal diseño, las técnicas incorrectas para la construcción o una mala planeación en el montaje fácilmente logran que un proyecto hidroeléctrico no se logre terminar o que se tenga que incurrir en sobre costos muy altos que pueden terminar llevando a la quiebra tanto al proyecto como a los patrocinadores.

El diseño de una central hidroeléctrica es tal vez el aspecto más importante de todo el proyecto, pues para conseguirlo se deben hacer estudios detallados sobre el terreno, el tipo de presa, el acceso a la zona de construcción, estudios hídricos tanto de la fuente acuífera como de la pluviosidad de la zona y las características del terreno que se requiere inundar, entre otros, que son los que garantizan su planeación, construcción y puesta en operación. Las falencias en este proceso se verán reflejadas durante el proceso de construcción y montaje, y la materialización de este tipo de riesgos tiene una alta probabilidad de impactar significativamente la economía del proyecto, generando sobrecostos muy altos (Rios Merlos, 2013).

Cuando se analizan estos riesgos en los proyectos de ERNC, se podría inferir que son menores, toda vez que no implican un diseño ni una construcción tan complejos como los de una central hidroeléctrica. Sin embargo, al profundizar en el asunto, se observa que en la etapa de operación y mantenimiento, las instalaciones de los campos eólicos y las granjas fotovoltaicas deben mantenerse en perfecta eficiencia; de lo contrario, habría una disminución del rendimiento de la producción de energía a mediano y largo plazo. Como el país carece de experiencia a largo plazo en este tipo de proyectos, es un riesgo que del que aún no se sabe si se le está dando la importancia que merece.

Algunos de los riesgos más relevantes de esta categoría son los siguientes: defectos de diseño latentes que solo se detectan en la operación, deficiencias o fallas importantes de diseño que son detectadas durante el desarrollo del proyecto, diseños que no fueron tenidos en cuenta en los costos, y medidas para la gestión de riesgos de los activos.

6.3.5 Riesgos sociales y ambientales en los proyectos energéticos

Las hidroeléctricas son la fuente generadora de energía más importante del país, pero a la vez representan uno de tantos factores de pérdida de la biodiversidad.

Según un estudio realizado por la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza (UICN) y el Programa Ambiental de las Naciones Unidas (UNEP), las represas tienen un importante impacto sobre la biodiversidad. Está reportado que afectan la dinámica de las poblaciones naturales, la pérdida de bosques e incluso pueden favorecer la aparición de enfermedades infecciosas (Rico, 2018)

El manejo inadecuado de este riesgo puede generar impactos negativos en los ámbitos ambiental, social o económico no solo a nivel local, sino también a nivel nacional, en la medida en que todos estos proyectos hacen parte de un SIN que atiende la demanda energética del país; incluso podría llegar a tener implicaciones a nivel internacional, ya que Colombia tiene acuerdos bilaterales de comercio de energía con países vecinos, entre ellos Ecuador y Venezuela (Londoño, 2017).

La puesta en marcha de proyectos hidroeléctricos supone una serie de adecuaciones en las áreas de influencia del proyecto, por lo que se hace necesario, en algunas ocasiones, la reubicación de una parte de los habitantes y su desplazamiento hacia otro lugar. Esta situación ha sido un punto de conflicto constante entre las empresas que desarrollan los proyectos hidroeléctricos y los habitantes de las zonas aledañas al proyecto, que se ven en la obligación de desplazarse hacia otros lugares debido a la compensación económica que deben realizar las empresas y los censos para determinar las personas realmente afectadas en este tipo de casos, ya que en diversas ocasiones se ha identificado que se presentan personas como afectadas sin acreditar realmente esta calidad (Osorio Rosado, s. f.).

Un ejemplo claro de los riesgos sociales que genera un proyecto de esta magnitud se evidenció en el proyecto Porce IV, que iba a ser desarrollado por EPM, pero que por cuestiones ambientales y sociales no pudo llevarse a cabo. Este es, tal vez, el proyecto que más controversia ha generado en el sector por la magnitud de sus problemáticas.

En los estudios de factibilidad de 2006 se tenía una población de 2.799 personas directamente afectadas por el proyecto; para 2009 ya habían más de 8.500 –un crecimiento de más del 300 %–, situación que demuestra un aumento demográfico en cualquier proceso social de poblamiento o de migraciones, incluso por desplazamientos ocasionados por los conflictos armados. Otro de los aspectos críticos fue la excesiva minería ilegal en la zona. Todos estos problemas incrementaron de tal manera los costos, que hicieron inviable financieramente el proyecto, quedando temporalmente suspendido desde 2010 (Empresas Públicas de Medellín EPM, 2010).

EPM tuvo que pagar las indemnizaciones necesarias al sistema eléctrico al no poder cumplir con los cargos por confiabilidad prometidos.

Un riesgo ambiental que se materialice puede incrementar los costos de construcción del proyecto, afectar su rentabilidad y sus flujos de caja, desplazar la fecha de entrada en operación –poniendo en riesgo el cubrimiento de la demanda de energía–, dañar la imagen y reputación de la empresa propietaria del proyecto o llegar a hacerlo inviable completamente (Londoño, 2017).

Los impactos ambientales de los proyectos de ERNC no están aún comprobados en Colombia, teniendo en cuenta la poca historia y experiencia en este campo. Todos estos riesgos se han evidenciado en países que están mucho más avanzados en la implementación de estas energías y han tenido que lidiar con las posibles soluciones para los impactos ambientales.

Algunos de los riesgos ambientales y sociales relevantes son los siguientes: la contaminación del suelo, el agua y el aire durante la construcción por encima de los niveles permitidos; la contaminación por ruido superior al permitido –por ejemplo, por voladuras con explosivos–; la afectación negativa superior a la esperada de los recursos naturales –flora, fauna, aguas– como consecuencia de la ejecución del proyecto; la fuga o derrame de materiales peligrosos durante el transporte o en el sitio de construcción; las dificultades por factores climáticos, tormentas eléctricas y calor, entre otros; y la fallas en los diseños de ingeniería con respecto al cumplimiento de los estándares ambientales requeridos.

Como se ha evidenciado, los riesgos sociales y ambientales pueden tener un impacto relevante en la ejecución definitiva de un proyecto, y por esta razón deben ser abordados desde las fases de estructuración y de planeamiento.

7. Conclusiones

En Colombia, la generación hidroeléctrica constituye una porción representativa de la capacidad total instalada, por lo cual el sector eléctrico es dependiente de las condiciones hidrológicas. Según la información suministrada por XM a 2018, el 68.3 % de la EE que produce Colombia es hidráulica. Esta condición se debe a las oportunidades en materia geográfica, que han hecho que históricamente se haya invertido todo su esfuerzo y recursos en la construcción de grandes proyectos de esta naturaleza para fortalecer el sistema interno de generación, que a su vez alimenta otras actividades de la cadena como la distribución y la comercialización de EE.

En el pasado, Colombia experimentó condiciones de desabastecimiento de EE debido a condiciones climáticas adversas y a las políticas de estado adoptadas, lo que provocó la imposibilidad de contar con el agua suficiente para producir la EE que demandaba el país y el respaldo en otras fuentes de generación diferentes. Producto de esta situación, el sector eléctrico debió reestructurarse en las últimas dos décadas tanto en los estudios, y proyecciones como en el aumento de la oferta y de las políticas para garantizar el suministro en condiciones críticas.

Y es precisamente en estas condiciones críticas cuando se debe pensar si Colombia ha tomado y está tomando las decisiones correctas.

La alta dependencia de las condiciones hidrológicas podría ser riesgosa, y el plan de contingencia ante los eventos de bajos aportes se traduce en un aumento en la generación de energía térmica basada en la quema de combustibles fósiles, lo que resulta en un panorama muy contaminante, por lo que existe la tendencia natural a que el país mire hacia las nuevas fuentes de EE renovables no convencionales: el sol, el viento, el mar, etc.

Para lograr este nuevo rumbo, el país ha avanzado de manera acelerada en la política, la normatividad y los incentivos para que estas nuevas formas de generación de

electricidad se puedan implementar y se conviertan en una alternativa viable a nivel financiero, ambiental y técnico para el cubrimiento de la demanda.

Adicional a esto, recientemente se ha cuestionado a gran escala qué tan responsables con el medioambiente son los proyectos hidroeléctricos, y si no existen otros medios de generación que puedan ser ambientalmente sostenibles y que ayuden a abastecer la creciente demanda de EE.

La transición hacia la producción de EE basada en fuentes de energía renovables no convencionales debe ser vista desde dos puntos de vista de la oferta: si lo que se busca es que la generación de EE sea más responsable con el medioambiente, los esfuerzos deberían estar enfocados en no aumentar los proyectos de generación de EE a base de quema de combustibles fósiles y lograr que los ya existentes paren de funcionar; esto, claramente, se puede lograr con las nuevas fuentes de energía renovables no convencionales, y es hacia allá donde se están dirigiendo las políticas mundiales: a evitar los daños que produce la generación de EE con quema de combustibles fósiles y materiales radioactivos, en las plantas de energía nuclear. Ahora, si el objetivo último es lograr el cubrimiento de la totalidad de la demanda utilizando estas nuevas tecnologías, se requieren análisis más detallados y profundos que realmente permitan identificar el costo-beneficio de esta decisión, más aún considerando que la generación hidráulica ha sido considerada como una de las fuentes de generación renovables más limpias históricamente a nivel mundial.

Es innegable que la construcción de proyectos hidroeléctricos afecta en alguna medida el medioambiente, pero migrar exclusivamente a estas nuevas tecnologías trae consigo retos bastante exigentes desde los puntos de vista de abastecimiento, ambiental y de operación.

Colombia tiene un sistema eléctrico robusto en términos de generación, considerando que las centrales hidroeléctricas instaladas pueden generar una oferta constante en el tiempo sin variaciones que obliguen a un desabastecimiento en un momento

determinado. La intermitencia a las que se ven expuestas las nuevas tecnologías traen consigo retos significativos y, por tanto, si es bien conocido que las hidroeléctricas dependen de condiciones climáticas, las nuevas tecnologías más eficientes también dependen, y en mayor proporción, de ellas.

En particular, una revisión más a fondo de dos de las nuevas tecnologías de generación de electricidad con fuentes renovables no convencionales más importantes –la solar fotovoltaica y la eólica– identifica que tiene riesgos e inconvenientes que no se pueden omitir a la hora de avanzar en la planeación eléctrica de largo plazo.

En la GEE con paneles solares fotovoltaicos se observa que la eficiencia de generación está atada a la temperatura del ambiente y a la radiación solar, lo que quiere decir que mientras menos horas de exposición al sol tengan los paneles menos energía se produce; esto implica que en las temporadas de invierno se producirá mucha menos energía. También se deben tener en cuenta las condiciones geográficas para calcular el ángulo de incidencia de los rayos solares, la densidad de la capa de ozono y la contaminación presente en la atmósfera; se estima que la vida útil de un panel solar es de 25 años aproximadamente, que, comparado con la de las hidroeléctricas, es mucho menor, pues estas pueden durar muchas décadas. Los paneles se fabrican con materiales que deben tratarse como residuos peligrosos al final de su vida útil –el silicio y el plomo–. Las zonas de mayor radiación solar son lugares desérticos, por localizarse en zonas intertropicales y por tener cielos limpios y de baja humedad atmosférica, alejados de las áreas de consumo. Los ecosistemas de estos lugares son muy frágiles y proyectos de estas magnitudes podrían generar una afectación significativa. Adicional a lo anterior el precio del kWh generado podría ser más alto que mediante otras tecnologías, dependiendo de las condiciones de radiación solar en la zona.

Con respecto a la energía generada en los parques eólicos, su generación también está condicionada a la intermitencia del viento. En términos ambientales, se han reportado en la literatura los altos niveles de ruido audible que este tipo de dispositivos pueden generar en sus áreas de influencia no solo para los humanos, sino también para los animales.

Adicionalmente, existen indicios de que los parques eólicos podrían afectar el comportamiento migratorio de las aves, puesto que existen algunas que modifican sus rutas migratorias debido a la existencia de los grandes parques. Algunos países exigen pólizas para cubrir la muerte de aves emblemáticas o en vía de extinción.

Al analizar estos aspectos de las dos ERNC más importantes en este momento, se puede evidenciar los retos que la entrada masiva de este tipo de tecnologías genera, más aun considerando una meta de largo plazo que tenga en cuenta el remplazo total del portafolio actual de generación en Colombia incluyendo la generación hidráulica, no solo porque este último es más confiable a la hora de la generación por los retos operativos que trae la intermitencia de recursos como el sol y el viento, sino también porque en materia ambiental aún están por determinarse los impactos reales de la instalación masiva de este tipo de proyectos.

A diferencia de lo anterior, la penetración de generación basada en fuentes renovables no convencionales para remplazar la generación térmica en Colombia puede constituirse en una alternativa interesante de corto plazo, considerando la capacidad actual de este tipo de recursos en el portafolio de generación del país, las metas que a nivel ambiental se ha planteado y la disponibilidad de los recursos fósiles en condiciones críticas de suministro.

Por tanto, y después de analizar todos los aspectos de este estudio, se puede evidenciar que Colombia no debe apartarse de la línea de generación de energía hidráulica, pero que sí debe en un corto plazo remplazar el 100 % la generación de energía térmica con quema de combustibles fósiles por la generación de ERNC.

8. Referencias

- Acciona (2018). *La importancia de las energías renovables* [en línea]. Disponible en <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/>
- Alemania, Ministerio Federal de Relaciones Exteriores (s. f.). *La Energiewende alemana. Transformar el sistema energético de Alemania* [en línea]. Disponible en <http://www.energiewende-global.com/es/>
- Álvarez Pelegry, E. y Ortiz Martínez, Í. (2016). La transición energética en Alemania (Energiewende). Orkestra, Instituto Vasco de Competitividad, *Cuadernos Orkestra* 15. Disponible en https://www.orkestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/cuadernos/La_transici%C3%B3n_energ%C3%A9tica_en_Alemania_Energiewende_-_Versi%C3%B3n_web.pdf
- Álvarez Sierra, S. y Tamayo Plata, M. P. (2006). Descripción del funcionamiento del sector eléctrico colombiano. *Universidad EAFIT Revistas académicas*, 10(22), s. pp.
- Aponte Gutiérrez, J. C. Andrade Mahecha, J. F. (2013). *Proyección de demanda energética en Colombia (revisión marzo de 2013)*. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. Disponible en http://www1.upme.gov.co/InformacionCifras/Documents/proyeccion_demanda_ee_Abr_2013.pdf
- Arango, M. C. (2019). *Panorama energético de Colombia*. Grupo Bancolombia, Capital Inteligente [en línea, 5 de marzo]. Disponible en <https://www.grupobancolombia.com/wps/portal/empresas/capital-inteligente/actualidad-economica-sectorial/especiales/especial-energia-2019/panomara-energetico-colombia>
- Argentina, Secretaría de Energía (2012). *Centrales eléctricas* [en línea]. Disponible en <https://es.calameo.com/read/0031037066a1c3289a562>
- Asociación Nacional de Empresarios de Colombia, ANDI (2017). *Boletín 06-273, junio 5-13* [en línea]. Disponible en <http://www.andi.com.co/Uploads/Bolet%C3%ADn%2006%20->

%20273.%20Inversiones%20en%20infraestructura%20y%20Avances%20en%20p
aro%20c%C3%ADvico%20Buenaventura.pdf

Banco Mundial (2017). *Energía geotérmica* [en línea, 1 de diciembre]. Disponible en <http://www.bancomundial.org/es/results/2017/12/01/geothermal>

Bello Rodríguez, S. P. y Beltrán Ahumada, R. B. (2013). Caracterización y pronóstico del precio *spot* de la energía eléctrica en Colombia. Pontificia Universidad Javeriana, *Revista de la maestría en Derecho Económico*, 6(6), 293-316. Disponible en <https://revistas.javeriana.edu.co/index.php/revmaescom/article/view/7174>

Beltrán Ruiz, C. A., Martínez Quintero, J. D. y Hurtado Garzón, A. M. (2016). *Sistema de administración de riesgo operativo (SARO), Caso: Medición del riesgo operativo en proyectos de infraestructura eléctrica usando el juicio estructurado de expertos*. Bogotá: Colegio de Estudios Superiores de Administración. Disponible en <https://repository.cesa.edu.co/bitstream/handle/10726/1503/TMF0398.pdf?sequence=2&isAllowed=y>

BN Américas (s. f.). *Perfil de compañía. XM Compañía Expertos en Mercados S. A., E. S. P. (XM)* [en línea]. Disponible en <https://www.bnamericas.com/company-profile/es/xm-compania-expertos-en-mercados-sa-esp-xm>

BP plb (2017). *BP statistical review of world energy, June 2017* [en línea]. Disponible en https://www.bp.com/content/dam/bp-country/de_ch/PDF/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf

Campos, J. (s. f.). *Ventajas y desventajas de la energía eólica*. [en línea]. Disponible en <https://www.fuentesdeenergiarenovables.com/energia-eolica/ventajas-y-desventajas-de-la-energia-eolica/>

Caraballo Pou, M. Á. y García Simón, J. M. (2017). Energías renovables y desarrollo económico. Un análisis para España y las grandes economías europeas. *El Trimestre Económico*, 84(335), 571-607, julio-septiembre. Disponible en <http://www.scielo.org.mx/pdf/ete/v84n335/2448-718X-ete-84-335-00571.pdf>

Chile, Comisión Nacional de Energía, CNE (2016). *Informe técnico de programa de obras* [en línea, agosto]. Disponible en <https://www.cne.cl/informe-tecnico-de-programa-de-obras/>

- Chile, Ministerio de Energía (s. f.). *Energías renovables* [en línea]. Disponible en <http://www.energia.gob.cl/energias-renovables>
- Chile, Ministerio de Energía, Educar Chile (s. f.). *Ventajas y desventajas de la energía solar* [en línea]. Disponible en <https://www.aprendeconenergia.cl/ventajas-y-desventajas-de-la-energia-solar/>
- Colombia, Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG (s. f.). Sitio web <http://www.creg.gov.co/>
- Colombia, Unidad de Planeación Minero-energética, UPME (2013). *Boletín estadístico de minas y energía*. Bogotá: Ministerio de Trabajo. Disponible en <http://www.upme.gov.co/Boletines/Boletin%20Estadistico%202000-2013.pdf>
- Colombia, Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero Energética, UPME (2016). *Plan de acción indicativo de eficiencia energética – PAI Proure 2017-2022* [en línea]. Disponible en http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/MarcoNormatividad/PAI_PROURE_2017-2022.pdf
- Colombia, Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero Energética, UPME (2017). *Informe de rendición de cuentas UPME 2016-2017* [en línea]. Disponible en http://www1.upme.gov.co/InformesGestion/Memorias_Rendicion_2017.pdf
- Corporación Ruta N (2016). *Observatorio CT + i: Informe n.º 1. Área de oportunidad Eficiencia Energética*. Medellín: Universidad Pontificia Bolivariana. Disponible en https://www.rutanmedellin.org/images/biblioteca/observatoriocti/02_ENERGIA/VT_EFICIENCIA-ENERGETICA_UPB.pdf
- Elizalde Hevia, A. y González Gutiérrez, M. (2008). Chile: ¿autosuficiencia o “autismo” energético?: La tensión entre integración regional y sustentabilidad. *Polis*, 7(21), 37-62, <http://dx.doi.org/10.4067/S0718-65682008000200003>
- Empresa Nacional de Electricidad Sociedad Anónima, Endesa (s. f.). *Centrales nucleares* [en línea]. Disponible en https://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/x.-las-centrales-nucleares

- Empresas Públicas de Medellín, EPM (2010). *Lo que debemos saber de Porce IV* [en línea]. Disponible en <https://www.epm.com.co/site/home/sala-de-prensa/boletines-estamos-ahi/lo-que-debemos-saber-de-porce-iv>
- Energía y Sociedad (s. f.). *Manual de la energía. Eficiencia energética* [en línea]. Disponible en <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/1-1-que-es-la-eficiencia-energetica/>
- Universidad Autónoma de Ciudad de México, UACM (s. f.). Riesgo ambiental y análisis de los riesgos según la ISO 14001 2015 [en línea, 16 de abril]. Disponible en <https://www.nueva-iso-14001.com/2018/04/riesgo-ambiental-segun-la-iso-14001-2015/>
- Espejo Marín, C. (2004). La energía solar fotovoltaica en España. *Nimbus, Revista de climatología, meteorología y paisaje*, 13/14, 5-32. Disponible por descarga en <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=1173549>
- Espinasa, R., Balza, L., Hineirosa, C., Sucre C. y Anaya, F. (2017). *Dossier energético: Honduras* [en línea, enero]. Washington, D. C.: Banco Iberoamericano de Desarrollo, BID. Disponible por descarga en <https://publications.iadb.org/es/publicacion/dossier-energetico-honduras>
- Folchi, M. y Rubio, M. (2006). *El consumo de energía fósil y la especificidad de la transición energética en América Latina, 1900-1930* [ponencia]. III Simposio Latinoamericano y Caribeño de Historia Ambiental, Carmona, provincia de Sevilla, abril. Disponible en <http://www.helsinki.fi/iehc2006/papers3/Folchi.pdf>
- Generadoras de Chile (s. f.). *Energía hidroeléctrica* [en línea]. Disponible en <http://generadoras.cl/tipos-energia/energia-hidroelectrica>
- González, R. (2012). *Desventajas de la energía solar*. Twenergy [en línea, 16 de mayo]. Disponible en <https://twenergy.com/a/desventajas-de-la-energia-solar-528>
- Gouet Vergara, I. y Avilés Arias, C. (s. f.). *Mercados ERNC en Chile*. Santiago de Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile. Disponible en <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno14/mercados/lectura/politica>
- Gutiérrez Ruiz, M. (2018). CREG expide regulación sobre autogeneración de energía. *Asuntos Legales* [en línea, 24 de marzo]. Disponible en

<https://www.asuntoslegales.com.co/consultorio/creg-expide-regulacion-sobre-autogeneracion-de-energia-2705042>

Hernández, J. C. (2018). *El análisis de riesgo político*. Granada: Universidad de Granada, Grupo de estudios de seguridad internacional, GESI [en línea, 11 de septiembre. Disponible en <http://www.seguridadinternacional.es/?q=es/content/el-an%C3%A1lisis-de-riesgo-pol%C3%ADtico>

Hidroeléctrica Ituango S. A., E. S. P. (2017). *Plan institucional gestión de riesgos 2017*. Medellín: Hidroeléctrica Ituango. Disponible en https://www.hidroituango.com.co/documentos/ventana-a-la-comunidad/Documentos_Corporativos/Plan_gestion_de_riesgos_2017.pdf

Honduras, Empresa Nacional de Energía Eléctrica, ENEE (2016). *Plan estratégico Empresa Nacional de Energía Eléctrica 2016-2020* [en línea]. Disponible en http://www.enee.hn/planificacion/2017/boletines/PEI%20ENEE%202016-2020_dic_1_MRPV.pdf

Honduras, Presidencia de la República (2015). *Honduras lidera inversión en energía renovable a nivel continental* [en línea]. Disponible en <https://www.presidencia.gob.hn/index.php/gob/el-presidente/227-honduras-lidera-inversion-en-energia-renovable-a-nivel-continental>

Iberdrola (2018). *Informe de gases de efecto invernadero / Ejercicio 2018* [en línea]. Bilbao: Iberdrola. Disponible en https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/es_ES/sostenibilidad/docs/Informe_GEI.pdf

Iberdrola (s. f.). *Energía eólica. ¿Cómo se transforma el viento en energía?* [en línea]. Disponible en <https://www.iberdrola.com/te-interesa/medio-ambiente/energia-eolica-terrestre>

Las Dos Orillas (2019). *Suspensión de la hidroeléctrica Porvenir II, un respiro para el río Samaná*. Lasdosorillas.com [en línea]. Disponible en <https://www.las2orillas.co/suspension-de-la-hidroelectrica-porvenir-ii-un-respiro-para-el-rio-samana/>

Londoño, F. (2017). *Análisis de riesgos ambientales asociados a la construcción del proyecto hidroeléctrico Santo Domingo*. Medellín: Repositorio Universidad EAFIT.

- Macías Parra, A. M. (s. f.). *Estudio de generación eléctrica bajo escenario de cambio climático*. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero-energética, UPME. Disponible en http://www1.upme.gov.co/Documents/generacion_electrica_bajo_escenarios_cambio_climatico.pdf
- Manotas Duque, D. F. (2013). Evaluación de proyectos de generación eléctrica bajo incertidumbre en política climática. *Entramado*, 9(1), 102-117, enero. Disponible en http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1900-38032013000100007
- Marsh Risk (2012). *Gestión de riesgos en el proyecto hidroeléctrico Porvenir II*. Archivo personal de los autores.
- Montalto Cruz, A. (2015). *Plan de gestión de riesgos de proyecto hidroeléctrico Capulín-San Pablo* [tesis de licenciatura]. San José, Costa Rica: Instituto Tecnológico de Costa Rica, Escuela de Ingeniería en Construcción. Disponible en https://repositoriotec.tec.ac.cr/bitstream/handle/2238/6716/Plan_gestion_riesgos_ph_capulin_san_pablo.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Montes, S. (2019). Las plantas hidroeléctricas representan 68 % de la oferta energética en Colombia. *La República* [en línea, 19 de febrero]. Disponible en <https://www.larepublica.co/especiales/efecto-hidroituango/las-plantas-hidroelectricas-representan-68-de-la-oferta-energetica-en-colombia-2829562>
- National Geographic (2010). *Energía hidroeléctrica* [en línea]. Disponible en <https://www.nationalgeographic.es/medio-ambiente/energia-hidroelectrica>
- Ok Diario (2018). *¿Cuáles son las ventajas y desventajas de la energía eólica?* okdiario.com [en línea]. Disponible en <https://okdiario.com/curiosidades/cuales-son-ventajas-desventajas-energia-eolica-3000023>
- Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación, FAO, Dirección de productos forestales (1995). *Reunión regional sobre generación de electricidad a partir de biomasa* [memorias]. Montevideo, 23-27 de octubre. Disponible en <http://www.fao.org/3/t2363s/t2363s00.htm#Contents>
- Osorio Rosado, C. A. (s. f.). *La consulta popular ante los impactos ambientales de la construcción de proyectos hidroeléctricos en Colombia. Estudio del caso de la*

- hidroeléctrica El Quimbo* [tesis de maestría]. Bogotá: Universidad Católica de Colombia. Disponible en <https://repository.ucatolica.edu.co/bitstream/10983/15905/1/Impactos%20ambientales%20de%20los%20proyectos%20hidroelectricos%20en%20Colombia.pdf>
- Pérez Brito, C. (2013). *Análisis de impacto social en proyectos de infraestructura* [ponencia]. PPPAméricas, Cartagena, 14-16 de febrero. Disponible en http://www.fomin-events.com/pppamericas/2013/_upload/panelistas/2_0GIFQ.pdf
- Puerto Rico (s. f.). *Administración de asuntos energéticos de Puerto Rico* [en línea]. Disponible en <http://www.pr.gov/NR/rdonlyres/7D186B25-6D8E-480A-9403-7187F0AAFE85/0/EnregiaSolar08.pdf>
- Quintero González, J. R. y Quintero González, L. E. (2015). Energía mareomotriz: potencial energético y medioambiente. *Gestión y Ambiente*, 18(2), 121-134, diciembre. Disponible en <http://bdigital.unal.edu.co/65492/1/46511-278712-1-PB.pdf>
- Redagícola (2017). *Biogás en Chile y el mundo: tecnología que transforma un costo en beneficio*. redagricola.com [en línea, marzo] Disponible en <http://www.redagricola.com/cl/biogas-chile-mundo-tecnologia-transforma-costo-beneficio/>
- REN21, Renewable Energy Policy Network for the 21st century (s. f.). Sitio web <https://www.ren21.net/>
- REVE, Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico (2015). Honduras, líder de energías renovables. *REVE, Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico*, s. v., s. n., s. pp. [en línea, 31 de diciembre]. Disponible en <https://www.evwind.com/2015/12/31/honduras-lider-de-energias-renovables/>
- Rico, G. (2018). *Hidroeléctricas en Colombia: entre el impacto ambiental y el desarrollo*. mongabay.com [en línea, 6 de junio]. Disponible en <https://es.mongabay.com/2018/06/hidroelectricas-colombia-hidroituango/>
- Ríos Merlos, J. (2013). *Análisis de riesgo aplicado a la construcción de proyectos hidroeléctricos* [tesis de maestría]. Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México, UNAM.

- Rivas, R. T. y Cardemil, J. M. (2015). Evaluación de la contribución de los bonos de carbono a la competitividad de las centrales solares de concentración en Chile. *Ingeniare, Revista chilena de ingeniería*, 23(4), 609-621. <http://dx.doi.org/10.4067/S0718-33052015000400011>
- Rodríguez Fernández, M. (2007). La problemática del riesgo en los proyectos de infraestructura y en los contratos internacionales de construcción. *Revista e-mercatoria*, 6(1), s. pp. Disponible en <https://thales.cica.es/rd/Recursos/rd98/Economia/02/texto3.html>
- Rodríguez, D. (2019). *7 ventajas y desventajas principales de la energía eólica*. lifeder.com [en línea]. Disponible en https://www.lifeder.com/ventajas-desventajas-energia-eolica/#Baja_efectividad_por_unidad
- Romero Mestre, M. P. (2006). *La privatización del sector eléctrico en Colombia y sus incidencias en la prestación del servicio de energía eléctrica* [tesis de especialización]. Bogotá: Escuela Superior de Administración Pública, ESAP. Disponible en <http://cdim.esap.edu.co/bancomedios/documentos%20pdf/la%20privatizaci%C3%B3n%20del%20sector%20el%C3%A9ctrico%20en%20colombia%20y%20sus%20incidencias%20en%20la%20prestaci%C3%B3n%20del%20servicio%20de%20energ%C3%ADa%20el%C3%A9ctrica.pdf>
- Ruiz Fernández, J. A. (2009). *Biogás en Chile* [ponencia]. II Congreso Latinoamericano de bio-refinerías, materiales y energía, Concepción, Chile, 5 de mayo. Disponible en https://www.biorrefinerias.cl/wp-content/uploads/2017/12/CNE_J.A_Ruiz.pdf
- Sauma, E. E. (2012). Políticas de fomento a las energías renovables no convencionales (ERNCC) en Chile. *Temas de la Agenda Pública*, 7(52), 3-18. Disponible en <https://politicaspUBLICAS.uc.cl/wp-content/uploads/2015/02/descargar-politicas-de-fomento-a-las-energias-renovables-no-convencionales.pdf>
- Sercolombia, Asociación de Energías Renovables (s. f.). *Normatividad aplicable a las energías renovables*. ser-colombia.org [en línea]. Disponible en <http://www.ser-colombia.org/index.php/energias-renovables/normatividad>
- Tautiva Mancera, C. (2018). *Política pública para el sector eléctrico*. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía. Disponible en <https://www.energiamayorista.com.co/wp->

content/uploads/2018/11/2018-11-02-10-15-Politica-Publica-Ministerio-de-Minas-y-Energia.pdf

Universidad Autónoma de Ciudad de México, UACM (s. f.). *La Guía PMBOK* [en línea].

Disponible en <https://uacm123.weebly.com/introduccioacuten.html>

Vélez Álvarez, L. G. (2011). *Breve historia del sector eléctrico colombiano*. blogspot.com

[en línea, 6 de septiembre]. Disponible en

<http://luisguillermovelezalvarez.blogspot.com/2011/09/breve-historia-del-sector-electrico.html>

XM S. A., E. S. P. (2013). *Estados financieros* [en línea]. Disponible en

<http://informesanuales.xm.com.co/2013/SitePages/sostenibilidad/10-2-1-1-Nota-1-Naturaleza-Jur%C3%ADdica-y-Objeto-Social.aspx>

XM S. A., E. S. P. (2018). *Sistema de transmisión nacional (STN)* [en línea]. Disponible

en <http://www.xm.com.co/Paginas/Transmision/sistema-de-transmision-nacional.aspx>

9. Bibliografía

- Asociación Colombiana de Energías Renovables, ACER (s. f.). *En qué estamos con las energías renovables* [en línea]. Disponible en <https://www.asorenovables.com/en-que-estamos-con-las-energias-renovables/>
- Brigard Urrutia (s. f.-a). *El Ministerio de Minas y Energía expide Decreto 570* [en línea]. Disponible en <https://bu.com.co/es/noticias/el-ministerio-de-minas-y-energia-expide-decreto-570>
- Brigard Urrutia (s. f.-b). *Nuevo mecanismo de contratación a largo plazo en proyectos de energía* [en línea]. Disponible en <https://bu.com.co/es/noticias/nuevo-mecanismo-de-contratacion-largo-plazo-en-proyectos-de-energia>
- Cigüenza Riaño, N. (2018). El Gobierno expidió un decreto para diversificar la matriz energética. *La República* [en línea, 27 de marzo]. Disponible en <https://www.larepublica.co/economia/el-gobierno-expidio-un-decreto-para-diversificar-la-matriz-energetica-del-pais-2705735>
- Colombia, Ministerio de Minas y Energía (2018). *La infraestructura de medición de energía en Colombia se reinventa* [en línea, 30 de enero]. Disponible en <https://www.minenergia.gov.co/historico-de-noticias?idNoticia=23968847>
- Colombia, Ministerio de Minas y Energía (2018a). *Resolución 795* [en línea]. Disponible en https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/23517/47906-res_40795_010818.pdf
- Colombia, Ministerio de Minas y Energía (2018b). *Resolución 791* [en línea]. Disponible en https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/23517/47895-res_40791_310718.pdf
- Legis, Ámbito Jurídico (2018). *Bancabilidad del Proyecto de Contrato PPA para proyectos de energía renovable* [en línea, 27 de septiembre]. Disponible en <https://www.ambitojuridico.com/noticias/analisis/administrativo-y-contratacion/bancabilidad-del-proyecto-de-contrato-ppa-para>

Revista Semana (2018). Conozca las leyes con las que el país potencia las energías renovables. *Semana* [en línea, 25 de abril]. Disponible en <https://www.semana.com/contenidos-editoriales/la-nueva-era-de-las-renovables/articulo/las-leyes-para-las-energia-renovables/564828>

10. Referencias bibliográficas de las leyes, decretos y resoluciones

Chile, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (2008). *Ley 20.257* [en línea]. Disponible en https://ciperchile.cl/wp-content/uploads/LEY-20257_01-ABR-2008.pdf

Chile, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (2013). *Ley 20.698* [en línea]. Disponible en <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1055402>

Colombia (1979). *Plan de Integración Nacional 1979-1982*. Disponible en http://cdim.esap.edu.co/BancoMedios/Documentos%20PDF/3pd_plan%20nacional%20de%20desarrollo_cesar%20turbay_1978_1982.pdf

Colombia, Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG (1995). *Resolución 024* [en línea]. Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1995-CRG95024>

Colombia, Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG (2018). *Resolución 030* [en línea]. Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191?OpenDocument>

Colombia, Congreso de la República (1936). *Ley 109*. Bogotá: Diario Oficial 23216. Disponible en <http://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?id=1792413>

Colombia, Congreso de la República (1946). *Ley 80*. Bogotá: Diario Oficial 26317. Disponible en <http://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?ruta=Leyes/1626163>

Colombia, Congreso de la República (1994a). *Ley 142*. Bogotá: Diario Oficial 41433. Disponible en http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0142_1994.html

Colombia, Congreso de la República (1994b). *Ley 143*. Bogotá: Diario Oficial 41434. Disponible en http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0143_1994.html

Colombia, Congreso de la República (1997). *Ley 388*. Bogotá: Diario Oficial 43091. Disponible en http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0388_1997.html

Colombia, Congreso de la República (2003). *Ley 812*. Bogotá: Diario Oficial 45231. Disponible en http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0812_2003.html

Colombia, Congreso de la República (2006). *Ley 1117*. Bogotá: Diario Oficial 46494. Disponible en http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1117_2006.html

Colombia, Congreso de la República (2014). *Ley 1715*. Bogotá: Diario Oficial 49150. Disponible en http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html

Colombia, Ministerio de Minas y Energía (2018a). *Resolución 40072* [en línea]. Disponible en http://legal.legis.com.co/document/Index?obra=legcol&document=legcol_d9dbab376fb849659b43f8a1ca96b435

Colombia, Ministerio de Minas y Energía (2018b). *Resolución 40790* [en línea]. Disponible en http://legal.legis.com.co/document/Index?obra=legcol&document=legcol_6cb967e0fe344ce8a51be4329ba28b2d

Colombia, Ministerio de Minas y Energía (2018c). *Resolución 40791* [en línea]. Disponible en http://legal.legis.com.co/document/Index?obra=legcol&document=legcol_0023bd4e97114cc79a428f9b705ed19c

Colombia, Presidencia de la República (1936). *Decreto 1606*. Bogotá: Diario Oficial 23610. Disponible en <http://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?id=1317545>

Colombia, Presidencia de la República (1974). *Decreto 636*. Bogotá: Diario Oficial 34078. Disponible en <http://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?id=1136039>

Colombia, Presidencia de la República (2012). *Decreto 381*. Bogotá: Diario Oficial 48345. Disponible en http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/decreto_0381_2012.html

Colombia, Presidencia de la República (2014a). *Decreto 2469*. Bogotá: Diario Oficial 49353. Disponible en <http://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?id=1454003>

Colombia, Presidencia de la República (2014b). *Decreto 2492*. Bogotá: Diario Oficial 49353. Disponible en <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/col144691.pdf>

Colombia, Presidencia de la República (2015a). *Decreto 1073*. Bogotá: Diario Oficial 49523. Disponible en <https://www.anm.gov.co/?q=content/decreto-1073-de-2015-0>

Colombia, Presidencia de la República (2015b). *Decreto 2143*. Bogotá: Diario Oficial 49686. Disponible en <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/col151274.pdf>

Colombia, Presidencia de la República (2017). *Decreto 348* [en línea]. Disponible en <http://es.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO%20348%20DEL%2001%20DE%20MARZO%20DE%202017.pdf>

Colombia, Presidencia de la República (2018). *Decreto 570* [en línea]. Disponible en <http://es.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO%200570%20DEL%20023%20DE%20MARZO%20DE%202018.pdf>